

Technologiebericht

2.3 CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Dr. Peter Markewitz

Dr. Li Zhao

Dr. Martin Robinius

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Markewitz, P.; Zhao, L.; Robinius, M. (2017): Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Dr. Peter Markewitz
Tel.: +49 2461 / 61 – 6119
Fax: +49 2461 / 61 – 6695
E-Mail: p.markewitz@fz-juelich.de

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)
Wilhelm-Johnen-Straße
52425 Jülich

Review durch:

Dietmar Schüwer (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	5
Zusammenfassung (Steckbrief)	6
1 Beschreibung des Technologiefeldes CCS	8
1.1 Einleitung	8
1.2 Post-Combustion Verfahren	9
1.3 Oxyfuel-Verfahren	10
1.4 Pre-Combustion Verfahren	12
1.5 Stand der großskaligen Nutzung von CO ₂ -Abtrennung	13
1.6 Exkurs: CO ₂ -Abscheidung für die Biogasaufbereitung	15
1.7 Exkurs: Bioethanolherstellung	16
1.8 Entwicklungsbedarf für CO ₂ -Abscheidung	17
1.8.1 Kraftwerksanwendungen: Chemische Wäsche	17
1.8.2 Kraftwerksanwendungen: Oxyfuel	17
1.8.3 Kraftwerksanwendungen: Pre-Combustion	18
1.8.4 Industrieanwendungen	18
1.9 CO ₂ -Transport	23
1.10 CO ₂ -Speicherung	23
2 Relevanz öffentlicher Förderung	25
2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	25
2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	26
3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	29
3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	29
3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	32
3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	33
3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	33
3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	33
3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	34
3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	35
3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	37
3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	38
3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	38
4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	40
4.1 CO ₂ -Abscheidung für den Kraftwerkseinsatz	40
4.2 CO ₂ -Abscheidung für den Einsatz in der Industrie	41
4.3 CO ₂ -Speicher	42
Literaturverzeichnis	43

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

ACTL	Alberta Carbon Trunk Line
AUGE	BMBF Projekt: Auswertung der Geotechnologien Projekte
BAU	Business as Usual
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
CCS	Carbon Capture and Storage
COORETEC	BMW Forschungsinitiative CO ₂ Reduktionstechnologien
DE	Deutschland
EGR	Enhanced Gas Recovery
EOR	Enhanced Oil Recovery
ETP	Energy Technology Perspectives
GP	Greenpeace
IEA	Internationale Energie Agentur
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KSpG	Kohlendioxidspeichergesetz
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
SNG	Synthetic Natural Gas
TRL	Technology Readiness Level
VGB	Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme
WEC	World Energy Council

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
%Vol.	Volumenprozent
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlendioxid
H ₂	Wasserstoff
H ₂ S	Schwefelwassertoff
Mio.	Millionen
MW _{el}	Megawatt elektrisch
MW _{th}	Megawatt thermisch
Mt	Megatonnen

Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	Großtechnische Industrieanwendungen für CO ₂ -Abscheidung -----	14
Tab. 1-2	Großtechnische Kraftwerksanwendungen für CO ₂ Abscheidung -----	15
Tab. 1-3	Prinzipiell geeignete CO ₂ -Abscheideverfahren für ausgewählte Industrieprozesse -----	22
Tab. 2-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiefeld CCS -----	25
Tab. 2-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes CCS -----	26
Tab. 2-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld CCS -----	28
Tab. 3-1	Analyse des globalen Marktpotenzials in TWh für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken) -----	30
Tab. 3-2	Analyse des globalen Marktpotenzials in GW für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Kraftwerkskapazität mit CCS) -----	30
Tab. 3-3	Nationale CO ₂ -Emissionen (Mio. t) ausgewählter Industriebranchen im Jahr 2014 -----	32
Tab. 3-4	Öffentliche F&E-Budgets für CCS im internationalen Vergleich in Mio. € -----	34
Tab. 3-5	Bewertungsraster für die Akzeptanz von CCS zum Status Quo in Deutschland (2015) -----	36
Tab. 3-6	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Kraftwerke mit CCS -----	37
Tab. 3-7	Abhängigkeit des Technologiefeldes CCS von Infrastrukturen -----	38

B) Multikriterielle Bewertung	
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	
<ul style="list-style-type: none"> – Einsatz von Abscheidetechnik in Industrieprozessen – Evtl. Nachrüstung von Kohlekraftwerken (Bestandsanlagen) mit CO₂-Abscheidung (jeweiliger Beitrag derzeit nicht abschätzbar) 	
Kosteneffizienz	
Spezifische Vermeidungskosten (Bandbreiten): Zement: 28 bis 140 €/t CO ₂ , Eisen- und Stahlherstellung: ca. 30 €/t CO ₂ , Raffinerie: 29-60 €/t CO ₂ , Kohlekraftwerke: 30-70 €/t CO ₂	
Inländische Wertschöpfung	
Anteil der Branchen Mineralölverarbeitung, Zement-/Kalkherstellung, Eisen- und Stahl an der gesamten Bruttowertschöpfung (2013: 507 Mrd. €): ca. 8,3 %. Für die Wertschöpfung nur durch CCS liegen keine Zahlen vor.	
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	
<ul style="list-style-type: none"> – Industrieprozesse: Einsatz hauptsächlich in der Düngemittelherstellung und Erdgasaufbereitung, Weltweit: jeweils eine Demoanlage in der Stahl- und Eisenherstellung sowie im Raffineriebereich – Kraftwerke: Viele kleinere Versuchsanlagen, lediglich weltweit eine großtechnische Anlage (Kohlekraftwerk Boundary Dam Kanada 139 MW), weitere Versuchsanlagen sollen 2017 in Betrieb gehen (USA: Petra Nova, Kemper) – CO₂-Speicherung: Prinzipielle Machbarkeit wurde bzw. wird erfolgreich demonstriert, wie z. B. Ketzin (abgeschlossen), Sleipner, In Salah etc. International: Viele F&E Speicherprojekte – CO₂-Transport: kommerziell verfügbar, weltweit keine signifikanten F&E Aktivitäten <p>Öffentliche F&E Aufwendungen für CCS in Deutschland sind im Ländervergleich sehr niedrig. Hauptakteure der letzten Jahre: USA, Norwegen, Kanada, Australien und Japan (mit Hauptfokus auf CCS für Kraftwerke und Speicherung).</p>	
Gesellschaftliche Akzeptanz	
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr geringe sozialpolitische Akzeptanz (für CO₂-Speicherung und CO₂-Transport), gesetzlicher Rahmen (KSpG) erlaubt derzeit keine großskalige Speicherung von CO₂. – Keine Marktakzeptanz: Zu leistende Mehrinvestitionen bzw. spezifische Abscheidekosten lassen sich mit den derzeit niedrigen Preisen für Emissionszertifikate nicht erlösen. 	
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	
– Pfadabhängigkeit korreliert mit den Lebensdauern von Industrieprozessen und Kraftwerken. Kommerzielle Verfügbarkeit nicht vor 2030.	
Abhängigkeit von Infrastrukturen	
Aufbau neuer Infrastrukturen: CO ₂ -Pipelines, CO ₂ -Speicher (entfällt ggfs. wenn CO ₂ stofflich genutzt wird)	
Systemkompatibilität	
<ul style="list-style-type: none"> – Erwartet wird zukünftig ein starker Rückgang der Kohleverstromung; eine Vielzahl der heutigen Kohlekraftwerke weist ein relativ hohes Alter auf, rechtliche Voraussetzungen für eine großskalige CO₂-Speicherung fehlen: Einsatz von CCS für den Kraftwerkseinsatz ist unwahrscheinlich. – Industrie: CO₂-Abscheidung als Option wenn CO₂ anderweitig (z. B. PtX) genutzt werden kann oder geologische Langzeitspeicherung möglich ist. 	

1 Beschreibung des Technologiefeldes CCS

1.1 Einleitung

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA 2015) wurden im Jahr 2013 etwa 42,5 % der gesamten weltweiten CO₂-Emissionen durch fossil gefeuerte Kraftwerke emittiert. Der Anteil der durch Industrieaktivitäten verursachten CO₂-Emissionen betrug etwa 25 % (IEA 2016b; Trudeau 2011), wobei es sich zu einem großen Teil um große Punktquellen handelt. Für das Erreichen ambitionierter Klimaschutzziele (< 2 °C –Ziel) wird dem Einsatz von CCS in manchen globalen Projektionen eine große Bedeutung zugemessen (IEA 2016b). Auch der IPCC (IPCC 2014) wertet die CCS-Technologie als eine der entscheidenden Schlüsseltechnologien, um ambitionierte Klimagasreduktionsziele zu erreichen. Hingegen wird in mehreren Studien von Greenpeace (Greenpeace International, Global Wind Energy Council, SolarPowerEurope 2015) davon ausgegangen, dass ein Erreichen ambitionierter Ziele auch ohne den Einsatz von CCS-Technologien möglich ist.

Der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren ist sowohl in fossil gefeuerten Kraftwerken als auch in Industrieprozessen (Stahl, Zement, Raffinerien) denkbar und könnte eine signifikante Minderung der CO₂-Emissionen ermöglichen. In einigen Industrieprozessen (z. B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) wird die Abscheidung von CO₂-Emissionen schon heute großtechnisch praktiziert. In den emissionsintensiven Prozessen (z. B. Kraftwerke) fallen bei einer CO₂-Abscheidung erhebliche CO₂-Mengen an, die es zu speichern gilt. Der CO₂-Transport vom Emittenten zum Speicherstandort erfordert in solchen Fällen eine CO₂-Pipelineinfrastruktur.

Für die Abtrennung von Kohlendioxid aus Gasgemischen bieten sich eine Vielzahl von Verfahren an; das Spektrum reicht von der Absorption und Adsorption über kryogene Trennung und Membranen bis hin zu biologischen Verfahren (COORETEC 2003; Göttlicher 1999; Metz et al. 2005). Im Hinblick auf einen Kraftwerkseinsatz werden weltweit drei Techniklinien favorisiert, die in den nachfolgenden Ausführungen im Fokus stehen. Auf sonstige Verfahren sowie Weiterentwicklungen dieser Verfahren, mit deren Einsatz erst langfristig zu rechnen ist, wird im Folgenden nur kurz eingegangen. Ausführliche Beschreibungen der CCS-Techniklinien finden sich in Fishedick et al. (2015), Markewitz und Bongartz (2012), Stolten und Scherer (2011) und Wietschel et al. (2010). Darüber hinaus ist auf einen zusammenfassenden Bericht (IEA 2016a) der Internationalen Energieagentur (IEA) zu verweisen, der einen Überblick über die weltweiten CCS-F&E-Aktivitäten der letzten 20 Jahre gibt.

Die derzeit intensiv diskutierten Verfahrensvarianten werden im Folgenden kurz skizziert. Die nachfolgende Beschreibung der Techniklinien orientiert sich an einem möglichen CCS-Einsatz in Kraftwerken, da die meisten der weltweit durchgeführten F&E-Arbeiten in der Vergangenheit und auch aktuell sich auf den Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren für Kraftwerksanwendungen fokussieren. Im Rahmen dieses Berichtes wird darauf eingegangen, inwieweit die Abscheidemöglichkeiten auch auf Industrieprozesse anwendbar sind. Die Möglichkeiten einer CO₂-Abscheidung lassen sich wie folgt kategorisieren (Metz et al. 2005):

- Post-Combustion: CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgasstrom
- Oxyfuel: CO₂-Aufkonzentration im Rauchgas durch eine sauerstoffgeblasene Verbrennung
- Pre-Combustion: CO₂-Abtrennung aus dem reformierten Synthesegas einer Vergasungsanlage

1.2 Post-Combustion Verfahren

Wird die CO₂-Abtrennung *nach* dem eigentlichen Verbrennungsprozess inklusive der nachgeschalteten Rauchgasreinigungssysteme (Staubfilter, REA, DENOX) vorgenommen, spricht man von Post-Combustion-Verfahren. Die aus heutiger Sicht aussichtsreichsten Verfahren sind die chemischen Absorptionsverfahren. Als mögliche Lösungsmittel kommen aminbasierte, ammoniakhaltige sowie alkalihaltige Lösungen in Frage. Mit Hilfe der Lösungsmittel wird das im Rauchgas befindliche CO₂ absorbiert. Das beladene Lösungsmittel wird wiederum mit Hilfe eines Regenerationsprozesses entfernt. Die Regeneration des Lösungsmittels wird durch einen Temperatur- und/oder Druckwechsel angeregt. Das regenerierte Lösungsmittel wird dem Kreislauf wieder zugeführt und für einen neuen Abscheidezyklus genutzt. Das abgeschiedene CO₂ wird für den Transport und die anschließende Speicherung konditioniert und verdichtet.

Neben den Verfahren der chemischen Absorption sind als weitere Optionen das Carbonate-Looping-Verfahren (Prinzip: trockene Sorption) sowie membranbasierte Verfahren (Polymermembranen, organische/anorganische Hybridmembranen) zu nennen. Gegenüber Verfahren mit chemischer Absorption handelt es sich hierbei um Techniken, mit denen sich weitere Effizienzverbesserungen erreichen lassen. Allerdings befinden sich solche innovativen Konzepte noch in einem sehr frühen Entwicklungs- bzw. Forschungsstadium. Sie werden daher auch als Post-Combustion der zweiten Generation bezeichnet, da mit ihrem Einsatz erst langfristig zu rechnen ist.

Die größten Erfahrungen liegen für CO₂-Wäschen auf der Basis von Alkanoaminen (Monoethanolamine) vor, da sie bereits heute schon großtechnisch in einigen Industrieprozessen (z. B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) eingesetzt werden. Die Übertragbarkeit auf Kraftwerksprozesse ist derzeit Gegenstand von vielen Forschungsaktivitäten und wird im Rahmen einiger weniger Großprojekte demonstriert. Ausführliche Beschreibungen von Post-Combustion Verfahren finden sich in Eppler und Ströhle (2011), Fahlenkamp und Dittmar (2011), Feron und Puxty (2011), Fishedick et al. (2015), Reijerkerk et al. (2011), Thomsen (2011) und Wietschel et al. (2010). Der Vorteil der aminbasierten Wäschen besteht z. B. darin, dass sich hohe CO₂-Reinheiten bei hohen Abscheidegraden erzielen lassen. Darüber hinaus ist die aminbasierte Wäsche das einzige Verfahren, das auch für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke geeignet ist.

Stand der Technik

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf aminbasierte Verfahren, da sie aus heutiger Sicht am vielversprechendsten ist.

Das Rauchgas fossil gefeuerter Kraftwerke besitzt einen CO₂-Stoffmengenanteil von ca. 12 bis 14 % (Kohlekraftwerke) bzw. 3 bis 4 % (Gaskraftwerke) (Metz et al. 2005).

Das Rauchgas hat einen Druck von 1 bar, sodass das CO₂ mit einem Partialdruck von 30 bis 140 mbar stark verdünnt ist. Unter diesen Randbedingungen bieten sich insbesondere Wäschen auf Basis chemischer Absorption an.

Die Regeneration des beladenen Lösungsmittels erfordert einen hohen energetischen Aufwand, der zu deutlichen Wirkungsgradeinbußen des Kraftwerksprozesses führt. Die Wirkungsgradverluste eines Kohlekraftwerkes mit einer aminbasierten Wäsche liegen zwischen 7 und 13 %-Punkten (Markewitz et al. 2012). Durch den Einsatz neuer Waschmittel und effizienterer Packungen in der Absorber- und Desorberkolonne kann der spezifische Energiebedarf der Regeneration signifikant reduziert werden (Moser et al. 2013), was zu einer Verringerung der Effizienzverluste führt und eine Reduzierung der Wirkungsgradeinbuße auf ca. 9 Prozentpunkte ermöglicht.

Zwar ist die aminbasierte CO₂-Wäsche ein in der Industrie (z. B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) erprobtes Verfahren, jedoch steht die großtechnische Machbarkeit in Kraftwerken noch aus. In zahlreichen kleinen Versuchs- und Pilotanlagen wurde die prinzipielle Machbarkeit zur Dekarbonisierung von Kraftwerksrauchgasen gezeigt. Die weltweit größten Aminwäschen für den Kraftwerkseinsatz befinden sich derzeit in den USA (Steinkohlekraftwerk W.A. Parish Power Plant, 240 MW¹, ab 2017, Retrofit) sowie in Kanada (Braunkohlekraftwerk Boundary Dam, 139 MW, seit 2014) (Danko 2015). Eine kommerzielle Anwendung in einem Kraftwerk üblicher Blockgröße gibt es derzeit nicht.

Vorteile des Verfahrens sind nach Markewitz et al. (2012):

- Verfahren findet in anderen chemischen Prozessen kommerziell Anwendung
- Hohes Effizienzoptimierungspotenzial (z. B. optimale Integration in den Kraftwerksprozess)
- Retrofitting möglich
- Basiskraftwerksprozess bleibt weitgehend unverändert
- Hohe Reinheiten (>99,99 %) bei hohen Abscheidegraden
- Derzeitige Tests im Demomaßstab („learning by doing“)

Nachteile des Verfahrens sind nach Markewitz et al. (2012):

- Hohe Investitionen
- Hoher Wirkungsgradverlust
- Ökologische Auswirkungen (z. B. durch Sprühverluste von Aminen bzw. Folgeprodukten)
- Flexibilitätsgrad der Betriebsweise ist derzeit ungeklärt

1.3 Oxyfuel-Verfahren

Unter der Bezeichnung *Oxyfuel* wird die Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen mit reinem Sauerstoff verstanden, wodurch eine hohe Aufkonzentration des Kohlendioxids erreicht wird. Gegenüber heutigen Kohlekraftwerken, bei denen der CO₂-Gehalt des Rauchgases etwa 12 bis 15 Vol.-% beträgt, liegt dieser bei Oxyfuel-Anlagen bei etwa 89 %. Das Rauchgas besteht nach der Rauchgasreinigung und -wäsche im Wesentlichen aus einem reinen Kohlendioxid-Wasserdampf-

¹

Siehe hierzu auch: www.netl.doe.gov/research/coal/project-information/fe0003311

Gemisch. Durch das Auskondensieren des Wasserdampfes erhält man ein Rauchgas, das fast nur noch aus CO₂ besteht und das nach der Verdichtung zum Speicherstandort transportiert werden kann. Die Bereitstellung von Sauerstoff für den Verbrennungsprozess erfolgt mit einer kryogenen Luftzerlegungsanlage, in welcher der Sauerstoff der Luft durch Kondensation bei tiefen Temperaturen (<-182 °C) abgeschieden wird. Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff führt gegenüber heutigen Kraftwerken zu deutlich höheren Verbrennungstemperaturen und erfordert aufgrund der geänderten wärme- und strömungstechnischen Randbedingungen eine Modifikation der Brenner und des Feuerraumes. Zur Begrenzung der Feuerungstemperaturen wird ein Teil des CO₂-reichen Verbrennungsgases in den Feuerungsraum zurückgeführt. Gleichzeitig wird hierdurch nicht umgesetzter Sauerstoff erneut dem Verbrennungsprozess zugeführt und der Restsauerstoffgehalt des Rauchgases abgesenkt. Ausführliche Beschreibungen des Oxyfuel Prozesses finden sich in Fishedick et al. (2015), Stolten und Scherer (2011) und Wietschel et al. (2010).

Die Wirkungsgradverluste eines kohlegefeuerten Oxyfuel-Kraftwerks werden in einer Bandbreite von 8 bis 11 Prozentpunkten angegeben. Der größte Anteil des Verlustes entfällt auf die Luftzerlegungsanlage. Nach Berechnungen von Kather und Klostermann (2011) betragen die Effizienzverluste etwa 10 Prozentpunkte, wenn eine verbesserte Luftzerlegungsanlage sowie verbesserte Aufbereitungstechniken eingesetzt werden. Durch eine optimale Einbindung in den Kraftwerksprozess lässt sich der Effizienzverlust noch einmal um einen Prozentpunkt absenken. Mit dem Umstieg auf einen verbesserten Luftzerlegungsprozess (3-Säulen-Prozess) lässt sich der Effizienzverlust auf 8 %-Punkte absenken. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Effizienzangaben stets in Korrelation mit der CO₂-Abscheiderate, der erreichbaren CO₂-Reinheit sowie der Reinheit des Sauerstoffs gesehen werden müssen (Markewitz und Bongartz 2012).

Langfristig werden visionäre Optionen zur Sauerstoffzerlegung diskutiert. Eine Alternative ist das Chemical-Looping-Verfahren, bei dem Metalloxide als Sauerstoffträger diskutiert werden und das Metalloxid zwischen zwei Reaktoren im Kreislauf geführt wird. Mit diesem Verfahren werden Effizienzverluste von 8 Prozentpunkten für möglich gehalten. Eine andere Option zur Abtrennung von Sauerstoff aus der Luft besteht in der Nutzung von sauerstoffleitenden Membranen (Perovskite, Fluorite). Hier werden je nach Konzept Wirkungsgradverluste in einer Bandbreite von 6 bis 10 Prozentpunkten angegeben (Markewitz und Bongartz 2012).

Stand der Technik

Wertvolle Erkenntnisse konnten mit der seinerzeit weltweit größten Oxyfuel-Anlage (30 MW_{th}) am Braunkohlekraftwerksstandort Schwarze Pumpe gesammelt werden. Die Anlage wurde im Jahr 2008 in Betrieb genommen und bis 2014 betrieben. Auch im Rahmen des australischen Callide Projekts (Kohlekraftwerk CS Energy Callide Block A) wurde eine große Versuchsanlage (30 MW_{el}) ab dem Jahr 2012 bis zum Jahr 2015 betrieben². Die Anlage wies zum Projektende mehr als 10.000 Stunden Sauerstoffverbrennung sowie 5.500 Stunden Kohlendioxidabscheidung auf. Derzeit gibt es

²

Siehe hierzu: www.mitsui.com/jp/en/release/2015/1204974_6474.html

weltweit keine Oxyfuel-Demonstrationsanlagen im größeren Maßstab. Auch befinden sich weltweit keine Großanlagen im Bau noch in der Planung.

Vorteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Luftzerlegungsanlagen sind Stand der Technik
- Geringe ökologische Auswirkungen
- Hohes Effizienzverbesserungspotenzial

Nachteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Veränderung des Brenners und Kesseldesigns (Feuerraum) erforderlich
- Hohe Kosten
- Eignungstest als Retrofitingoption steht noch aus
- Begrenzte Flexibilität (Lastrampen) der Luftzerlegungsanlage

1.4 Pre-Combustion Verfahren

Das Pre-Combustion Verfahren basiert auf dem Prinzip der physikalischen Absorption und eignet sich insbesondere für die Verstromung von Kohle in Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC). Das Synthesegas (Gemisch aus H₂ und CO) aus der Kohlevergasung wird mit Hilfe eines CO-Shifts bei einem Druck von über 20 bar zu einem Gasgemisch umgewandelt, welches aus H₂ und CO₂ besteht. Dadurch liegt für die anschließende CO₂-Abtrennung je nach CO-Shift ein CO₂-Partialdruck von ungefähr 12 bis 20 bar vor (Easac 2013), was sich für den Einsatz eines physikalischen Absorptionsverfahrens anbietet. Durch die Vergasung mit angereichertem Sauerstoff sind die Gasvolumenströme im CO-Shift und der CO₂-Abtrennung geringer als beim Post-Combustion Capture. Nachteilig wirkt sich die erhöhte Komplexität des Systems aus. Weiterhin muss auch für diese Verfahrensfamilie Sauerstoff für die Vergasung/Reformierung bereitgestellt werden, was sich in erhöhten Betriebskosten und höherem Eigenverbrauch der Kraftwerke niederschlägt (Wietschel et al. 2010).

Die konventionelle CO₂-Abtrennung erfolgt mittels eines energieintensivem Wassergas-Shift-Reaktor und anschließender physikalischer Absorption, was mit Wirkungsgradverlusten von 7 bis 8 %-Punkten (Global CCS Institute 2012) korreliert. Als Absorptionsmittel werden häufig Methanol im sogenannten Rectisol®-Verfahren oder eine Mischung der Dimethylether des Polyethylenglycol in der sogenannten Selexol®-Wäsche eingesetzt Walspurger et al. 2011. Durch Integration eines Wassergas-Shift-Membranreaktors, Prozessoptimierung und Einsatz einer wasserdampfpermeablen Membran zur Regulierung des Dampfhaushalts könnte der Wirkungsgradverlust theoretisch auf bis zu 3,6 %-Punkte reduziert werden (Schiebahn 2013). Allerdings besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Aktuelle Forschungsschwerpunkte sind (Global CCS Institute 2012) zu entnehmen.

Stand der Technik

Das Pre-Combustion-Verfahren ist für den IGCC-Kraftwerksprozess konzipiert und setzt einen kommerziellen Einsatz dieses Basisprozesses voraus. Derzeit befinden sich weltweit nur insgesamt 10 IGCC-Kraftwerke im Bau oder in Betrieb (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*). Bislang konnte sich die Vergasungstech-

nologie gegenüber dem Verbrennungsprozess nicht durchsetzen. Kohlekraftwerke auf Basis der Kohleverbrennung sind weltweit die dominierende Technik. Als wesentliche Nachteile von IGCC-Kraftwerken sind hohe Investitionen, hohe Betriebskosten, der hohe Komplexitätsgrad sowie die mangelnde Anlagenverfügbarkeit zu nennen (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*), was insgesamt eine große Verbreitung dieser Technik bislang wesentlich hemmte.

Das Verfahren der physikalischen Absorption von CO₂ wird bereits heute schon in der Industrie kommerziell eingesetzt. Anwendungsfälle sind die Herstellung von Ammoniak oder Harnsäure, die Erdgasaufbereitung sowie die Synthesegasherstellung.

Vorteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Hohes Effizienzpotenzial
- Möglichkeit zur Polygeneration³ und dadurch Verbesserung der Flexibilität
- Hohe Abscheidegrade
- Industrieller Einsatz von physikalischen Absorptionsverfahren ist Stand der Technik

Nachteile des Verfahrens für den Kraftwerkseinsatz sind:

- Sehr hohe Kosten
- Unzureichende Erfahrungen mit dem Basisprozess IGCC
- Mangelnde Verfügbarkeit des Basisprozesses
- Flexibilitätseigenschaften sind weitestgehend ungeklärt
- Basisprozess IGCC besitzt eine hohe Komplexität
- Keine Retrofittingoption

1.5 Stand der großskaligen Nutzung von CO₂-Abtrennung

Basierend auf Informationen des australischen Global CCS Instituts (Global CCS Institute 2016, 2017a) wird im Nachfolgenden ein Überblick über den derzeitigen großtechnischen Einsatz von CCS gegeben. Unter Großprojekten werden Vorhaben mit einer jährlichen CO₂-Abscheidungsmenge von > 800.000 t (Kohlekraftwerke) bzw. > 400.000 t (Industrieanwendungen, Gaskraftwerke) verstanden. Derzeit existieren 21 großtechnische Anwendungen mit CO₂-Abscheidung, von denen sich aktuell 5 Anlagen im Bau befinden und aller Voraussicht nach in 2017 in Betrieb gehen. Die Aufbereitung von Erdgas ist derzeit der Hauptanwendungsfall für den Einsatz von Kohlendioxidabtrennungsverfahren. Insgesamt existieren weltweit 9 große Erdgasaufbereitungsanlagen mit einer jährlichen CO₂-Abscheidekapazität, die in einer Bandbreite von 0,8 bis 8,4 Megatonnen (Mt) liegt. Vier der Anlagen befinden sich in den USA, 2 in Norwegen, jeweils eine Anlage in Brasilien, Saudi Arabien sowie Australien. Vier der Anlagen basieren auf dem Verfahren der physikalischen Absorption, 3 Anlagen auf dem Verfahren der chemischen Absorption. Die gesamte jährlich abgetrennte CO₂-Menge beträgt ca. 25 Mt. In vielen Fällen wird das CO₂ für die Förde-

³ Unter Polygeneration wird die Möglichkeit verstanden, aus dem Synthesegas unterschiedliche Produkte (z. B. Strom, Kraftstoffe, chemische Produkte) herzustellen.

rung von Erdöl (EOR) genutzt. Hinzuweisen ist auf die norwegischen Projekte Sleipner und Snowhit, bei denen das abgeschiedene CO₂ direkt gespeichert wird.

In der nachfolgenden Tabelle sind die derzeit größten Industrieanwendungen für CCS aufgelistet. Die jährlichen Abscheidemengen liegen in einer Bandbreite von 0,3 und 3 Mt. In vier Anlagen werden Verfahren eingesetzt, die auf der chemischen Absorption basieren, gefolgt von 3 Projekten, welche die physikalische Absorption nutzen. Hauptanwendungen sind die Düngemittelherstellung sowie die Herstellung von Wasserstoff. Fast alle Anlagen befinden sich in Nordamerika. Wie bei den Erdgasaufbereitungsprojekten wird bei allen Anlagen das abgeschiedene CO₂ für die Erdölförderung genutzt.

Tab. 1-1 Großtechnische Industrieanwendungen für CO₂-Abscheidung

Projektname	Land	Inbetriebnahme	Anwendung	Abscheidemenge [Mt/a]	Verfahren
Enid fertilizer CO ₂ EOR project	USA	1982	Düngemittel	0,7	Chemische Absorption
Great plains	USA	2000	SNG	3	Physikalische Absorption
Air products	USA	2013	H ₂ -Produktion	1	Druckwechseladsorption
Coffeyville Gasification	USA	2013	Düngemittel	1	Physikalische Absorption
Quest	Kanada	2015	H ₂ -Produktion	1	Chemische Absorption
Abu Dhabi CCS project	Vereinigte Arabische Emirate	2016	Stahl und Eisen	0,8	Chemische Absorption
Alberta ACTL	Kanada	2017	Düngemittel	0,3-0,6	Chemische Absorption
Alberta ACTL	Kanada	2017	Raffinerie	1,2-1,4	Physikalische Absorption
Illinois Industrial CCS	USA	2017	Ethanolproduktion	1	Fermentierung

Quelle: Global CCS Institute (2016, 2017a)

Tab. 1-2 Großtechnische Kraftwerksanwendungen für CO₂ Abscheidung

Projektname	Land	Inbetriebnahme	Anwendung	Abscheidemenge [Mt/a]	Verfahren
Boundary Dam	Kanada	2014	Steinkohlekraftwerk, 139 MW, Post-Combustion	7	Chemische Absorption
Petra Nova	USA	2017	Braunkohlekraftwerk, 240 MW, Post-Combustion	3	Chemische Absorption
Kemper	USA	2017	Braunkohlekraftwerk, 524 MW, Pre-Combustion	3	Physikalische Absorption

Quelle: Global CCS Institute (2016, 2017a)

In den vergangenen 10 Jahren wurden eine Vielzahl von kleineren Pilot- und Versuchsanlagen betrieben, mit denen CO₂-Abscheidungsverfahren für den Kraftwerkseinsatz untersucht wurden und wichtige Erkenntnisse gewonnen werden konnten. Ein Überblick der derzeit laufenden sowie abgeschlossenen Projekte findet sich in (Global CCS Institute 2017b). Der großtechnische Einsatz einer aminbasierten Wäsche wird derzeit im kanadischen Steinkohlekraftwerk Boundary Dam getestet. In 2017 wurde die CCS-Anlage (ebenfalls aminbasierte Wäsche) des amerikanischen Braunkohlekraftwerks Parish Power Plant in Betrieb genommen. Mit großer Verzögerung soll in 2017 das amerikanische IGCC-Braunkohlekraftwerk Kemper in Betrieb genommen werden, bei dem das CCS-Verfahren auf einer physikalischen Absorption basiert. Bei allen drei Kraftwerksprojekten wird das abgeschiedene CO₂ für die Erdölförderung genutzt. Eine kommerzielle Nutzung für übliche Kraftwerksgrößen im Bereich von mehreren Hundert Megawatt existiert derzeit nicht.

1.6 Exkurs: CO₂-Abscheidung für die Biogasaufbereitung

Nach (Lenz et al. 2016) wurden in Deutschland im Jahr 2015 ca. 183 Biomethananlagen mit einer jährlichen Einspeisekapazität von ca. 665 Mio. Nm³ betrieben. Aufgrund des hohen CO₂-Gehaltes des Biogases ist eine Aufbereitung notwendig, bevor das Gas in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Der CO₂-Gehalt des unbehandelten Biogases liegt je nach Herkunft in einer Bandbreite von 25 bis 55 % und ist somit deutlich höher als der von Kraftwerksrauchgasen.

Für die Einspeisung von Biogas in das Niederdruck-Erdgasnetz sind diverse Anforderungen zu erfüllen, die in den einschlägigen Regelwerken (DVGW Arbeitsblätter G280, G685) vorgeschrieben sind. Dies umfasst u. a. die Einhaltung brenntechnischer Kennwerte, eines CO₂-Anteiles im aufbereiteten Biogas (maximal 6 %), eines Sauerstoffanteils (maximal 3 %) sowie eines maximal zulässigen Wassergehaltes. Um diese Anforderungen erfüllen zu können, ist eine Aufbereitung des erzeugten Biogases notwendig. Um einen möglichst hohen Methangehalt sowie die geforderten Grenzwerte einhalten zu können, bedarf es einer verfahrenstechnischen Aufbereitung, die auch eine Abscheidung der CO₂-Bestandteile des Rohbiogases beinhaltet.

Bei den in heutigen Biomethanganlagen eingesetzten Verfahren zur Abscheidung von CO₂ handelt es sich im Wesentlichen um Verfahren der Druckwechseladsorption sowie um Druckwasserwäschen. Aminbasierte Wäschen sowie physikalische Wä-

schen finden demgegenüber weniger Anwendung: Zwar ließen sich mit diesen Wäsche-Verfahren die höchsten Methanreinheiten mit äußerst geringen Methanverlusten erreichen, allerdings würde für die Regeneration der beladenen Waschflüssigkeit Prozesswärme benötigt, die nicht an jedem Anlagenstandort verfügbar ist. Zudem ist bei der Aminwäsche eine vorgeschaltete Entschwefelung des Biogases notwendig. Ein weiterer Nachteil ist der notwendige, permanente Austausch degradierter Waschflüssigkeit, der die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflusst. Wesentliche Vorteile besitzt der Einsatz von Druckwasserwäschen. Die CO₂-Beladungskapazität von Wasser ist zwar niedriger als die von aminbasierten Flüssigkeiten und benötigt eine größere Waschmittelmenge, was wiederum einen erhöhten Pumpaufwand bedeutet. Allerdings kann die Wassermenge durch einen erhöhten Druck (höhere Beladungskapazität) verringert werden. Darüber hinaus besitzt Wasser die Eigenschaft, auch andere saure Bestandteile (z. B. H₂S) zu lösen, was einen zusätzlichen Reinigungsschritt erspart. Die Regeneration des beladenen Washwassers ist einfach und benötigt keinen Prozessdampf. Die Regeneration geschieht durch Desorption mit Luft (Urban, Lohmann, Girod 2012). Ein wesentlicher Vorteil gegenüber aminbasierten Wäschen ist die unbegrenzte und kostengünstige Wasserverfügbarkeit. Darüber hinaus können die entstehenden Abwärmen z. B. für den Fermentationsprozess genutzt werden. Die spezifische Kapazität heutiger Anlagen liegt in einem Bereich von 300 bis 1250 m³/h. Allen Waschverfahren (chemische und physikalische Wäschen) ist eine Gastrocknung nachgeschaltet, die jedoch bei der Druckwechseladsorption entfällt. Bei der Druckwechseladsorption wird das Rohbiogas auf 4 bis 7 barverdichtet und anschließend auf unter 40°C abgekühlt, was die Adsorptionseigenschaften deutlich verbessert. Danach wird das Gas durch einen Adsorber geführt, mit dem das Kohlendioxid mit Hilfe von Kohlenmolekularsieben zurückgehalten wird. Die Regeneration der Adsorbentien erfolgt mit einer Vakuumpumpe. Der Vorteil des Verfahrens besteht in der hohen Standfestigkeit sowie der preisgünstigen Verfügbarkeit der Kohlenstoffmolekularsiebe. Ebenfalls von Vorteil ist, dass die Druckwechseladsorption ohne zusätzlichen Prozesswärmebedarf auskommt. Wie bereits beim Druckwasserwaschverfahren kann die entstehende Abwärme für den Fermentationsprozess genutzt werden. Nachteilig ist die ggfs. notwendige Vorreinigung des Rohgases für den Fall hoher H₂S-Gehalte sowie die relativ niedrigen Reinheiten (>96 %), die jedoch den einschlägigen Regelwerken für die Gasnetz-Einspeisung genügen (DBFZ 2012). Als weitere Möglichkeit bietet sich auch der Einsatz membranbasierter Verfahren an.

1.7 Exkurs: Bioethanolherstellung

Im Jahr 2015 wurden in Deutschland ca. 740.000 t Bioethanol produziert (Lenz et al. 2016). Als Hauptrohstoffe werden nach Lenz et al. (2016) Getreide (63 %) und Zuckerrüben (36 %) eingesetzt. Die Herstellung basiert auf dem Prinzip der Vergärung. In einem ersten Prozessschritt werden die Rohstoffe unter Zugabe von Wasser und Enzymen zu Zucker umgewandelt. Dieser wird unter Zugabe von Hefe in einem Vergärungsprozess zu Bioethanol umgewandelt. Der Reaktionsgleichung entsprechend, entsteht prozessbedingtes CO₂, das nach Herrmann, Matthes und Athmann (2012) in hochkonzentrierter Form anfällt. Derzeit wird das CO₂ ungenutzt in die Atmosphäre geleitet. Über mögliche CO₂-Abscheideverfahren liegen derzeit keine Informationen vor.

1.8 Entwicklungsbedarf für CO₂-Abscheidung

Hinsichtlich des Entwicklungsbedarfs für die CO₂-Abscheidung wird im Folgenden nach den möglichen Anwendungen unterschieden. Dies sind zum einen der Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken in Kraftwerken sowie zum anderen mögliche Anwendungen in der Industrie. Hinzuweisen ist auch auf den F&E-Bedarf, der in der Vorläuferstudie (Wietschel et al. 2010) skizziert wurde. Zwar wurden in den letzten Jahren weltweit im Rahmen zahlreicher F&E-Projekte eine Vielzahl von Erkenntnissen gewonnen, jedoch sind die seinerzeit skizzierten F&E-Empfehlungen in ihren grundlegenden Themen nach wie vor aktuell.

1.8.1 Kraftwerksanwendungen: Chemische Wäsche

Die Hauptprobleme von Wäschen auf der Basis chemischer Absorption und mit aminbasierten sowie anderen Lösungsmitteln beziehen sich auf folgende Punkte, die letztendlich alle zu erhöhten Betriebs- und Kapitalkosten führen (Wietschel et al. 2010) und hinsichtlich eines zukünftigen F&E-Bedarfs Relevanz besitzen:

- Zersetzung der Lösungsmittel in Anwesenheit von Sauerstoff und anderen Fremdstoffen (z. B. Staub)
- Hohe Raten der Lösungsmitteldegradierung durch Reaktionen mit Schwefeldioxid oder Stickoxid aus dem Rauchgas
- Hoher Energieverbrauch für die benötigte Regenerierung des Lösungsmittels

Weitere F&E-Themen sind:

- Konzepte zur optimalen Integration von Verfahren chemischer Absorption in den Kraftwerksprozess (insbesondere Retrofitting)
- Erschließen von Kostensenkungspotenzialen
- Analyse von Flexibilitätseigenschaften und Möglichkeiten der Flexibilitätssteigerung
- Upscaling auf kommerzielle Kraftwerksgrößen (derzeit weltweit nur eine Demonstrations-Anlage)
- Einsatz von chemischen Wäschen in gasgefeuerten Kraftwerken

1.8.2 Kraftwerksanwendungen: Oxyfuel

Wichtige Erkenntnisse wurden im Rahmen großer Forschungsprojekte (z. B. Schwarze Pumpe, Deutschland, Callide Australien) gewonnen. Allerdings liegen derzeit keine Erfahrungen hinsichtlich eines großtechnischen Einsatzes im Demonstrationsmaßstab vor. In Anlehnung an IEA (2016a) und Wietschel et al. (2010) wird F&E-Bedarf zu folgenden Themen gesehen:

- Entwicklung effizienterer Luftzerlegungsanlagen
- Konzepte zur optimalen Integration in den eigentlichen Kraftwerksprozess
- Optimierung von Abscheiderate, Sauerstoffreinheit und CO₂-Reinheit
- Verringerung von Lufteinbrüchen (Falschlufte)
- Feuerungskonzepte (z. B. Einsatz von Schmelzkammerfeuerungen)
- Neue Brennerkonzepte
- Analyse der Machbarkeit im Rahmen eines Retrofitting

- Analyse von Flexibilitätseigenschaften und Möglichkeiten der Flexibilitätssteigerung
- Einsatz von Oxyfuel in gasgefeuerten Kraftwerken
- Sauerstoffherstellung mit neuen Verfahren (z. B. chemical looping, Membraneinsatz)
- Bau einer großtechnischen Demonstrationsanlage

1.8.3 Kraftwerksanwendungen: Pre-Combustion

Derzeit ist in Deutschland kein Neubau von kohlegefeuerten Kraftwerken geplant (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*). Die Umsetzung der Pre-combustion-Techniklinie erfordert jedoch den Neubau eines Kohlekombikraftwerks (IGCC). Da das Pre-Combustion Verfahren für das Retrofitting bestehender kohlegefeuerter Verbrennungskraftwerke nicht geeignet ist, besitzt sie somit auch keine Bedeutung für den deutschen Kraftwerksbestand. Weltweit werden derzeit 10 IGCC-Anlagen betrieben bzw. befinden sich im Bau. In einer zusammenfassenden Bewertung des IGCC-Prozesses (Barnes 2013) werden die derzeitigen Probleme am Beispiel der bestehenden Anlagen skizziert (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*). Zu nennen sind z. B. mangelnde Verfügbarkeit aufgrund der hohen Anlagenkomplexität, hohe Investitionen etc. Insgesamt ist festzustellen, dass sich das IGCC-Konzept weltweit nicht durchgesetzt hat. Vor dem Hintergrund der derzeit weltweit in Bau befindlichen Kohlekraftwerke, ist eine Präferenz für IGCC-Kraftwerke nicht zu erkennen. Grundlegende Voraussetzung für den Einsatz der Pre-combustion-Variante ist ein effizienter, kostengünstiger IGCC-Basisprozess mit hoher Verfügbarkeit. Mögliche F&E-Felder wurden in der Vorläuferstudie (Wietschel et al. 2010) skizziert. Da sowohl national als auch international derzeit nicht erkennbar ist, dass sich Kohlekombikraftwerke gegenüber konventionellen Verbrennungskraftwerken durchsetzen werden, dürfte die Pre-Combustion-Techniklinie auf kurz- und mittelfristige Sicht keine Bedeutung besitzen. Die Techniklinie wird in den nachfolgenden Ausführungen daher nicht weiter behandelt.

1.8.4 Industrieenanwendungen

Schätzungsweise 27 % der weltweiten CO₂-Emissionen werden nach Angaben der IEA durch industrielle Prozesse verursacht (IEA 2016b). Etwa drei Viertel dieser Emissionen stammen aus größeren Punktquellen der Branchen Eisen und Stahl, Zement, Raffinerien sowie sonstigen Industrieprozessen (z. B. Gasaufbereitung, H₂-Herstellung, Ammoniakherstellung etc.) (Trudeau 2011). Zukünftig wird weltweit von einem weiteren Emissionsanstieg dieser Prozesse ausgegangen. Für das Erreichen ambitionierter Klimaschutzziele (2 °C-Ziel) wird von der Internationalen Energieagentur (IEA 2016a, 2016b) der Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken auch für Industrieprozesse für unbedingt notwendig erachtet (siehe hierzu Kapitel 3.1).

Der Anteil der durch die Industrie verursachten CO₂-Emissionen betrug in Deutschland im Jahr 2015 etwa 164 Mio. t, was einem Anteil von knapp 21 % an den gesamten CO₂-Emissionen entspricht. Der Anteil der prozessbedingten CO₂-Emissionen innerhalb der industriellen Emissionen betrug im Jahr 2014 etwa 26,8 % (44,8 Mio. t) (Ziesing 2016). Die Menge aller industriellen Klimagasemissionen (CO₂ und weitere Klimagase wie Methan, Distickstoffoxid etc.) lag im Jahr 2015 bei 181 Mio. t CO_{2eq}.

Der Anteil der emissionshandelspflichtigen Industrieanlagen (Anzahl 2015: 922) betrug nach DEHSt (2016) im Jahr 2015 ca. 123 Mio. t CO_{2eq}. Mit einem Anteil von etwa 30 % (ca. 37 Mio. t) wies die Eisen- und Stahlbranche den höchsten Anteil auf, gefolgt von der mineralverarbeitenden Industrie mit 28,2 % (34,7 Mio. t), den Raffinerien mit 20,2 % (24,9 Mio. t) und der chemischen Industrie mit 14,6 % (17,8 Mio. t). Verglichen mit dem weltweiten Emissionsanteil von ca. 27 % (siehe oben) liegt der Anteil der vorgenannten Branchen mit 13,5 % an den gesamten deutschen Treibhausgasemissionen deutlich niedriger. Für das Erreichen der von der Bundesregierung festgesetzten Klimagas-minderungsziele ist eine deutliche Reduktion der industriebedingten Emissionen erforderlich. Im Nachfolgenden werden daher Möglichkeiten eines Einsatzes von CCS-Techniken für ausgewählte Branchen skizziert.

1.8.4.1 Raffinerien

Mit Hilfe einer Raffinerie wird Rohöl zu vermarktungsfähigen Produkten (z. B. Benzin, Heizöl, Kerosin, Schmiermittel etc.) umgewandelt. Im Gegensatz zu anderen Industrieanlagen (z. B. Hochofen, Zement) wird in unterschiedlichsten Prozessen eine große Anzahl von Produkten hergestellt. Für die Hauptprozessgruppen Destillation, Konversion (Cracken, Coken, Reformieren) und die Nachbehandlung und Veredlung von Produkten wird in unterschiedlicher Form Wärmeenergie benötigt. Demzufolge verteilen sich in einer Raffinerie die dabei entstehenden CO₂-Emissionen auf unterschiedliche Quellen (Prozessöfen, Dampferzeuger, katalytische Cracker, Wasserstoffherstellung). In einigen Raffinerien wird der benötigte Prozessdampf in betriebseigenen Kraftwerken erzeugt, bei denen ein Einsatz von CCS-Technik, wie in den vorherigen Ausführungen diskutiert, möglich ist. Neben der Effizienzverbesserung von Öfen, einer verbesserten Wärmeintegration, einer besseren Prozessführung sowie der KWK-Nutzung wird auch der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren (integriert in den Raffinerieprozess) als weitere Minderungsmaßnahme diskutiert (De Coninck und Mikunda 2010). Prinzipiell ist der Einsatz von allen derzeit diskutierten CCS-Verfahren möglich. Für Öfen und Dampferzeuger kommen sowohl die chemische Absorptionswäsche als auch physikalische Absorptionsverfahren in Frage. Letzteres wird insbesondere in Kombination mit einer Vergasung von Petrolkoks diskutiert. Ein mögliches Problem könnten die relativ niedrigen CO₂-Gehalte⁴ des Abgasstroms sein, was durch Aufkonzentration mit Hilfe des Oxyfuel-Verfahrens gelöst werden könnte (Fleer 2011).

Etwa 5 bis 20 % der CO₂-Emissionen resultieren aus der Herstellung von Wasserstoff, der für diverse Crackverfahren benötigt wird und derzeit mit Hilfe der Dampfreformierung von Erdgas oder durch Vergasung von schweren Raffinerierückständen (z. B. flexi coking) produziert wird (De Coninck und Mikunda 2010). Auch hier wäre der Einsatz von CCS-Verfahren (z. B. physikalische Wäsche) möglich.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Einsatz von verschiedenen CO₂-Abscheideverfahren in unterschiedlichen Prozessen einer Raffinerie denkbar ist. Das gilt insbesondere für Abgasströme mit einem hohen CO₂-Gehalt. Neben der fehlen-

4

Der CO₂-Gehalt des Abgases von Prozessöfen in der Raffinerie liegt zwischen 8 bis 10 Vol %. Der CO₂-Gehalt des Abgases von Crackern liegt bei 10 bis 20 % (vgl. Fleer 2011)

den Wirtschaftlichkeit dürfte die technische Integration dieser Verfahren in den eigentlichen Raffinerieprozess ein weiteres Problem sein. Darüber hinaus ist der zusätzliche apparative Aufwand zu sehen, der möglicherweise auch ein Platz- und Raumproblem darstellt. Derzeit ist weltweit nur ein größeres Demonstrationsprojekt (Alberta ACTL) bekannt, in dem der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren in Raffinerien getestet wird (siehe Kapitel 1.5).

1.8.4.2 Stahl- und Eisen

Etwa 70 % der weltweiten Rohstahlerzeugung erfolgt mit dem emissionsrelevanten Oxygenstahlverfahren (in der Regel Primärstahlerzeugung aus Eisenerz) und 30 % der Erzeugung stammt aus Elektrostahlverfahren (Sekundärstahlerzeugung aus Schrott). Die Anteile der deutschen Rohstahlerzeugung sind nach Angaben der Wirtschaftsvereinigung Stahl (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2016) in etwa vergleichbar.

Ein integriertes Hüttenwerk zur Erzeugung von Oxygenstahl besteht aus einer Vielzahl von Anlagenkomponenten, die in der Regel Emissionsquellen sind. Größte Punktquelle ist der Hochofen, auf den etwa zwei Drittel der Gesamtemissionen eines integrierten Hüttenwerks entfallen (Fleer 2011). Das während des Hochofenprozesses (energie- und prozessbedingt) gebildete CO₂ ist Bestandteil des sogenannten Gichtgases, das wiederum anderweitig genutzt wird (z. B. im Winderhitzer oder Kraftwerk). Der Anteil des im Gichtgas enthaltenen Kohlendioxids hängt dabei maßgeblich von den eingesetzten Brennstoffen bzw. Reduktionsmitteln ab und wird in einer Bandbreite von 17 bis 25 % angegeben (Hohlfeld et al. 2011).

Für die Reduktion der CO₂-Emissionen bieten sich zahlreiche Möglichkeiten an. Das Spektrum reicht von einer verbesserten Wärmenutzung, neuen kohlebasierten Prozessen (Schmelz- und Eisendirektreduktion) bis zur Substitution von Brennstoffen (z. B. erdgasbasierte Direktreduktion) (Fleer 2011). Die Abscheidung von CO₂ stellt eine weitere Variante dar.

Diskutiert wird der Einsatz von CCS-Technologien entlang der Hochofen-Konverterstrecke. Eine vielversprechende Möglichkeit ist das sogenannte Gichtgas-Recycling (auch oftmals als top gas recycling bezeichnet), bei dem das CO₂ durch eine chemische oder physikalische Wäsche abgeschieden und danach dem Hochofenprozess als Reduktionsmittel wieder zugeführt wird. Durch Einblasen von Sauerstoff in den Hochofen können der Stickstoffanteil im Gichtgas gesenkt und die Eigenschaften des Gichtgases verbessert werden (Fleer 2011; UNIDO 2010).

Eine weitere Möglichkeit wird darin gesehen, das im Gichtgas befindliche Kohlenmonoxid mit Hilfe einer Shift-Reaktion in CO₂ umzuwandeln und dann das im Synthesegas enthaltene CO₂ mit Hilfe einer physikalischen Wäsche abzutrennen. Das verbleibende H₂/N₂-Gemisch könnte mit Hilfe eines Gasturbinenprozesses genutzt werden (Gielen 2003).

Direktreduktionsverfahren stellen eine weitere Option der Primärstahlerstellung dar. Die Direktreduktion erfolgt mit einem Reduktionsgas auf Erdgasbasis. Das reduzierte Eisen wird anschließend mit einem Elektro-Lichtbogenofen geschmolzen. Ein Vorteil des Verfahrens besteht darin, auf Kokereien zukünftig verzichten zu können und damit den CO₂-Auststoß deutlich zu verringern. Die aus dem Reduktions-

prozess resultierenden CO₂-Emissionen könnten mit herkömmlichen CCS-Verfahren abgeschieden werden. Derzeit wesentliches Hemmnis für den Einsatz von Direktreduktionsverfahren ist die schlechtere Wirtschaftlichkeit und das eingeschränkte Produkteinsatzspektrum (hochwertiges Eisenerz) gegenüber herkömmlichen Oxygenstahlherstellungsverfahren (Fleer 2011; IEA 2010; UNIDO 2010). Am Stahlstandort Abu Dhabi wird im Rahmen eines Forschungsprojekts (Abu Dhabi CCS project⁵) derzeit die Möglichkeit einer CO₂-Abscheidung für ein Direktreduktionsverfahren im großtechnischen Maßstab untersucht. Hierbei handelt es sich um die weltweit größte Abscheideanlage für eine Anwendung in der Stahlbranche. Das abgeschiedene CO₂ wird für die Erdölförderung eingesetzt.

Auch bei einem Schmelzreduktionsverfahren (z. B. Hlsarna Schmelztechnologie) besteht die Möglichkeit, CO₂-Abscheideverfahren einzusetzen, da durch die Kohlevergasung mit reinem Sauerstoff eine relativ hohe CO₂-Konzentration im Abgas erreicht wird. Allerdings befindet sich dieses Verfahren noch in einer frühen F&E-Phase, so dass eine Ablösung des klassischen Oxygenstahlverfahrens nicht in absehbarer Zukunft zu erwarten ist (IEA 2010).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es einige Möglichkeiten gibt, CO₂-Abscheideverfahren bei der Rohstahlerzeugung einzusetzen. Nach UNIDO (2010) reicht die Bandbreite von chemischen und physikalischen Wäschen bis hin zu Druckwechseladsorptionsverfahren und kryogenen Verfahren. Auch wird die Kombination verschiedener Verfahren für möglich gehalten. Eine Beschreibung ausgewählter Verfahren findet sich in Pfeifer (2015).

Hinzuweisen ist auf das deutsche Forschungsprojekt Carbon2Chem⁶, in dem die Nutzung der Bestandteile des Hüttengases (darunter auch CO₂) für die Produktion von Ausgangsprodukten für Kraftstoffe, Düngemittel oder Kunststoffe genutzt werden. Es wird davon ausgegangen, dass die im Fokus von F&E zu untersuchenden Nutzungsverfahren auf eine Vielzahl von Stahlstandorten weltweit übertragen werden können.

1.8.4.3 Zement und Klinker

Zement ist ein hydraulisches Bindemittel, das zur Herstellung von Baustoffen eingesetzt wird. Er enthält einen Klinkeranteil (etwa 70 %), der im sogenannten Klinkerbrennprozess hergestellt wird. Hierbei werden direkte CO₂-Emissionen (ca. ein Drittel) brennstoffbedingt durch den Drehofenbetrieb freigesetzt. Etwa zwei Drittel der Emissionen sind prozessbedingt und werden im Kalzinator freigesetzt. Möglichkeiten zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bestehen in der verfahrenstechnischen Optimierung, einer Brennstoffsubstitution des Energieeinsatzes für den Ofenbetrieb sowie eine Reduzierung des Klinkeranteils im Zement. Als weitere Variante ist der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren denkbar, indem das Abgas (ca. 14-33 Vol. % CO₂) hinter dem Klinkerofen mit Hilfe einer chemischen Wäsche abgeschieden wird (Barker 2010; IEA 2008). Im Gegensatz zu einem Kraftwerk ist für die Regeneration

⁵ <https://www.globalccsinstitute.com/projects/abu-dhabi-ccs-project-phase-1-being-emirates-steel-industries-esi-ccs-project>

⁶ <https://www.thyssenkrupp.com/de/carbon2chem/>

des beladenen Lösungsmittels ein eigener Dampfprozess vorzusehen. Eine andere Möglichkeit besteht darin, den Kalzinator in Analogie zum Oxyfuelprozess mit reinem Sauerstoff zu betreiben. Hierdurch wird eine Aufkonzentration des CO₂ im Abgas erreicht, das anschließend gereinigt, aufbereitet und komprimiert wird. Ein Problem dieses Verfahrens stellt u. a. der höhere CO₂-Partialdruck dar, der die Kalzinierungsreaktion nachteilhaft beeinflussen könnte (Fleer 2011; IEA 2008). Gegenüber heutigen Anlagen wäre ein neues Design des Kalzinators notwendig (De Coninck und Mikunda 2010). Eine Alternative der Zementherstellung ist der sogenannte Celitement[®]-Prozess⁷, der gegenüber dem herkömmlichen Prozess bei niedrigeren Temperaturen arbeitet und etwa 50 % weniger Energie benötigt. Darüber besteht prinzipiell die Möglichkeit der Elektrifizierung der Wärmeerzeugung, wodurch ein reiner CO₂-Abgasstrom vorläge, der auch für die direkte CO₂-Nutzung in Frage käme.

Nach Hoenig et al. (2015) wurden bislang in der Zementindustrie weder Pilot- noch Demonstrationsversuche zur Erprobung von CO₂-Abscheideanlagen durchgeführt. Die derzeitigen Überlegungen sind eher grundsätzlicher bzw. konzeptioneller Natur. Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang auch auf die „Cement Technology Roadmap“ (IEA 2009) der Internationalen Energieagentur, die verschiedene F&E-Handlungsfelder für den Einsatz von CO₂-Abscheidung bei der Zementherstellung enthält. Im Rahmen des norwegischen CLIMIT-Projekts wird derzeit im Testzentrum Brevik untersucht, welche CO₂-Abscheidetechnik in Abhängigkeit von unterschiedlichen Rauchgaszusammensetzungen eines Zementwerkes am geeignetsten ist. Die norwegische Regierung plant die Demonstration einer großtechnischen CO₂-Abscheidung eines Zementwerkes (inklusive Transport und Speicherung). Die endgültige Projektentscheidung soll Anfang 2019 erfolgen (Brevik 2017).

1.8.4.4 Übersicht CO₂-Abscheidungsverfahren für Industrieanwendungen

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es vielerlei Möglichkeiten gibt, CO₂ aus Industrieprozessen abzuscheiden. So sind viele der bekannten Abscheidungsverfahren einsetzbar oder sogar kombinierbar. Tab. 1-3 enthält eine Zusammenstellung des prinzipiellen Einsatzes verschiedener Abscheidungsverfahren für ausgewählte Industrieprozesse bzw. Branchen.

Tab. 1-3 Prinzipiell geeignete CO₂-Abscheidungsverfahren für ausgewählte Industrieprozesse

	Chemische Absorption	CO ₂ -Aufkonzentration	Druckwechseladsorption	Kryogene Verfahren	Physikalische Absorption
Zement	☒	☒	☐	☐	☒
Ammoniaksynthese	☒	☐	☐	☐	☒
Erdgasaufbereitung	☒	☐	☐	☒	☒
Eisen und Stahl	☒	☒	☒	☐	☒
Raffinerien	☒	☒	☐	☐	☒

Quelle: Markewitz und Bongartz (2012)

⁷ Der Prozess wurde vom KIT Karlsruhe entwickelt. Siehe hierzu Stemmermann et al. (2010).

1.9 CO₂-Transport

Der Einsatz von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidetechnik erfordert den Transport und die Speicherung von Kohlendioxid. Seit Anfang der 70er-Jahre wurde in den USA ein CO₂-Pipelinesnetz mit einer Transportkapazität von ca. 45 Mio. t/a aufgebaut, das heute eine Länge von ca. 3.100 km besitzt. Hintergrund ist die Nutzung von CO₂ zur Erdölförderung zur Steigerung der Entleerungsraten. CO₂-Pipelines sind somit Stand der Technik. Weltweit sind derzeit über 6.500 km CO₂-Pipelinesnetz installiert (Noothout et al. 2014). Die IEA veröffentlicht jährlich die F&E Budgets ihrer Mitgliedsländer differenziert nach Forschungsthemen (IEA 2016c). Vergleicht man die länderspezifischen F&E-Budgets für das Themenfeld CCS, wird deutlich, dass für den CO₂-Transport keine nennenswerten F&E Budgets bereitgestellt werden (siehe Kapitel 3.6). Hieraus lässt sich schließen, dass weltweit kein signifikanter Forschungsbedarf für den CO₂-Transport gesehen wird. Der CO₂-Transport wird daher in den nachfolgenden Ausführungen nicht weiter behandelt.

1.10 CO₂-Speicherung

Um langfristig das abgeschiedene Kohlendioxid sicher der Atmosphäre zu entziehen, muss es geologisch gespeichert oder einer weiteren Nutzung (siehe *Technologiefelder 2.4: CO₂-Nutzung* und *4.3: Power-to-liquids/chemicals*) zugeführt werden. Die geologische Speicherung ist seit vielen Jahren sowohl national als auch international Gegenstand intensiver F&E-Arbeiten.

Bei der geologischen Speicherung wird CO₂ durch gasdichte Bodenformationen oder Adsorptionsvorgänge eingeschlossen. Diskutiert und untersucht werden folgende geologische Speicheroptionen (Metz et al. 2005):

- Eintrag in tiefgelegene ungenutzte wasserführende Schichten (Aquifere) sowohl an Land als auch unter dem Meeresgrund
- Eintrag von CO₂ zur verbesserten Exploration von Erdgas/Erdöl
- Eintrag in entleerte Erdgas- und Erdölfelder sowie in Kohlenflöze

Umfangreiche Ausführungen zu den einzelnen Speichermöglichkeiten sowie Speicherpotenzialen in Deutschland sowie eine Kurzbeschreibung der weltweit größten Speicherprojekte finden sich in (Gerling und Knopf 2015). Eine aktuelle Liste der weltweit größten Speicherprojekte findet sich in (Global CCS Institute 2017a).

Entwicklungsbedarf CO₂-Speicher

Da die Potenziale einer stofflichen Nutzung des abgeschiedenen CO₂ begrenzt sind, kommt der CO₂-Speicherung bei einem großskaligen Einsatz von CO₂-Abscheidung eine Schlüsselrolle zu. Eine unverzichtbare Voraussetzung für eine CO₂-Speicherung ist die Dichtigkeit und Stabilität des Speichers, um den langfristigen Verbleib des Kohlendioxids zu gewährleisten. So ist sicherzustellen, dass die Deckschichten auch unter physikalisch-chemischer CO₂-Einwirkung intakt bleiben. Ein weiteres wichtiges Feld ist die Erkundung und Abschätzung der Speicherkapazitäten. Darüber hinaus gilt es, entsprechende Instrumente für ein Langzeitmonitoring zu entwickeln. Die geologische Speicherung ist derzeit Gegenstand einer Vielzahl von F&E-Aktivitäten. Für Deutschland gilt es, die technische Machbarkeit der CO₂-Speicherung in salinen Aquifere zu demonstrieren, da für diese Speicheroption die größten Potenziale be-

stehen. In diesem Kontext ist das deutsche CO₂-Speicherprojekt am Standort Ketzin zu nennen. Von 2008 bis 2013 wurden am Standort Ketzin erfolgreich erhebliche CO₂-Mengen (ca. 67.000 t) in einem salinen Aquifer gespeichert. Das Projekt umfasste ein umfangreiches Monitoring, mit dem wertvolle Erkenntnisse gesammelt werden konnten. Mit dem noch bis Ende 2017 laufenden Folgeforschungsprojekt COMPLETE soll der komplette Lebenszyklus eines Speicherprojektes demonstriert werden. Dies umfasst die Überwachung des Speichers nach Beendigung der CO₂-Injektion sowie die eigentliche Stilllegung eines CO₂-Speichers. Im Rahmen der BMBF-Forschungsinitiative GEOTECHNOLOGIEN wurden im Zeitraum von 2005 bis 2015 ca. 30 nationale Forschungsprojekte durchgeführt. Mit dem Forschungsvorhaben AUG⁸ (Auswertung der GEOTECHNOLOGIEN-Projekte; Laufzeit bis Ende 2016) wurde vom BMBF ein Projekt initiiert, das die Ergebnisse der bisher im GEOTECHNOLOGIEN-Programm geförderten Forschungsprojekte zur unterirdischen CO₂-Speicherung auswertet und den aktuellen Stand der nationalen Forschung aufzeigen bzw. bewerten soll. Die Ergebnisse⁹ des vom Geoforschungszentrum Potsdam durchgeführten Projekts sollen zur Definition für Sicherheitsanforderungen und Genehmigungsverfahren im Rahmen des Kohlendioxid-Speichergesetzes (KSpG) verwendet werden. Darüber hinaus soll ein möglicher weiterer nationaler F&E-Bedarf aufzeigen werden. Ein weiteres laufendes F&E-Vorhaben ist das vom BMWi geförderte CLUSTER-Verbundprojekt¹⁰, das sich mit den Auswirkungen von Begleitstoffen von CO₂-Strömen unterschiedlicher Emittenten auf Transport und Speicherung befasst.

Das im August 2012 in Kraft getretene Gesetz zur „Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“ (KSpG) besitzt derzeit lediglich Demonstrationscharakter. So dürfen in einzelnen Speichern nicht mehr als 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr eingelagert werden. Die in Deutschland insgesamt zulässige jährliche Höchstspeichermenge darf 4 Mio. t pro Jahr nicht überschreiten. Nach Dietrich (2015) wird damit sichergestellt, dass eine großtechnische und flächendeckende Nutzung der CCS-Technik nicht möglich ist, da sie aus Sicht des Gesetzgebers momentan noch nicht dem Stand der Technik entspricht. Eine Länderklausel erlaubt den Bundesländern zudem die Möglichkeit, die CO₂-Speicherung völlig zu verbieten. Eine großtechnische Nutzung von CCS ist damit momentan in Deutschland nicht möglich. Für Ende des Jahres 2017 sieht das KSpG eine Neubewertung der CCS-Technik vor. Die nachgeordnete Behörde BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) übernimmt im Rahmen des KSpG u. a. die Kartierung, die Analyse und die Bewertung von möglichen CO₂-Speicherstandorten sowie die Erstellung und Führung eines öffentlich zugänglichen Speicherregisters.

⁸ www.geotechnologien.de/index.php/de/co2-speicherung/auge.html

⁹ Das Projekt wurde Ende 2016 abgeschlossen. Ein Abschlussbericht liegt noch nicht vor (Stand: Mai 2017).

¹⁰ www.bgr.bund.de/CLUSTER

2 Relevanz öffentlicher Förderung

2.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Aus den vorherigen Technologiebeschreibungen geht hervor, dass einige der prinzipiellen Abscheideverfahren (chemische Absorption, physikalische Absorption) schon heute für diverse Industrieanwendungen kommerziell eingesetzt werden. Die Herausforderung besteht zukünftig darin, diese Verfahren auf Kraftwerke oder andere Industrieprozesse zu übertragen. Vor diesem Hintergrund erfolgt die nachfolgende Bewertung. So wird unterschieden zwischen der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken sowie der CO₂-Abscheidung für die Industrieprozesse bzw. -bereiche Raffinerie, Zement, Eisen und Stahl. Während für Kraftwerke die prinzipielle Machbarkeit verschiedener Abscheideoptionen in vielen Pilot- und Versuchsanlagen gezeigt wurde und mittlerweile auch großtechnisch demonstriert wird (z. B. Boundary Dam Kraftwerk), liegen für die genannten Industrieanwendungen nur wenige Erkenntnisse vor. Daher wird davon ausgegangen, dass die Vorlaufzeiten für den Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren in den betreffenden Industriebranchen höher sind.

Hinsichtlich der Speicherung von CO₂ ist davon auszugehen, dass die Erkundung individueller Speicherstandorte zeitintensiv ist. Weiterhin sind derzeit auch die rechtlichen Grundlagen für eine großskalige Speicherung nicht vorhanden. Die Speicherung von CO₂ setzt den Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur voraus. Erfahrungsgemäß ist der Aufbau einer leitungsgebundenen Infrastruktur sehr zeitintensiv und mit hohen Anlaufverlusten verbunden. Vor diesem Hintergrund ist von langen Vorlaufzeiten auszugehen.

Tab. 2-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung von Technologiefeld CCS

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...					
CO ₂ -Abscheidung Kraftwerke					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
CO ₂ -Abscheidung Industrie					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
CO ₂ -Speicher					
Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

2.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Entsprechend der unter Kriterium 1 vorgenommenen Klassifizierung erfolgt eine Bewertung der Forschungs- und Entwicklungsrisiken. Hinsichtlich der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken sind eine Vielzahl von Versuchs- und kleineren Demoanlagen bekannt (siehe Technologiebeschreibung). Der großtechnische Einsatz wird derzeit erprobt. Der Nachweis einer kommerziellen Anwendung für ein Kraftwerk heutiger Blockgröße steht jedoch noch aus. Die vorgenommene Bewertung (TRL 7) gilt für ein Post-Combustion Kraftwerk. Gegenüber dem Kraftwerkeinsatz wird die CCS-Anwendung für die betrachteten Industrieanwendungen mit einem deutlich niedrigeren TRL-Kriterium (TRL 2) bewertet, da bislang lediglich Konzepte vorliegen und fast keine Versuchs- und Pilotanlagen existieren (siehe vorherige Technologiebeschreibung).

Tab. 2-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes CCS

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2	T3
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionsfähigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TRL= Technology Readiness Level

T1 = CO₂-Abscheidung, T2 = CO₂-Transport, T3 = CO₂-Speicherung

CO₂-Speicher werden weltweit beforscht. Auch in Deutschland wurden im Rahmen verschiedener Forschungsinitiativen (z. B. GEOTECHNOLOGIEN) viele Forschungsprojekte gestartet. Besonders hervorzuheben ist das Speicherprojekt am Standort Ketzin, an dem die CO₂-Speicherung in anwendungsrelevanter Umgebung getestet wurde. Auf der Basis der Ausführungen in Kapitel 6 wird die CO₂-Speicherung mit dem TRL-Kriterium 6 bewertet.

Das technische Entwicklungsrisiko wird für die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken als eher gering eingestuft. Wie in der Technologiebeschreibung ausgeführt, wurde die technische Machbarkeit gezeigt und die Abscheidung wird aktuell in einem Großprojekt demonstriert. Dies gilt insbesondere für die Post-Combustion Techniklinie, die aus heutiger Sicht als die vielversprechendste Option zu sehen ist, vor allem weil sie auch für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke eignet ist. Das technische Risiko für eine Abscheidung in Industrieprozessen ist deutlich höher einzuschätzen, da eine Vielzahl der bislang vorliegenden F&E-Arbeiten eher konzeptioneller Natur ist. Ob und inwieweit Erkenntnisse genutzt werden können, die auf dem Gebiet der Kraftwerkstechnik gemacht wurden, ist offen. Aufgrund der im Vergleich zur Kraftwerkstechnik sehr unterschiedlichen Technikprozesse und damit unterschiedlichen Randbedingungen ist davon auszugehen, dass die Übertragbarkeit von Erfahrungen sehr begrenzt ist. Die bislang weltweit gemachten Erfahrungen zur CO₂-Speicherung (z. B. Sleipner, Snowhit, InSalah), aber auch die Erfahrungen mit dem Projekt Ketzin zeigen, dass eine leakagefreie CO₂-Speicherung technisch möglich ist. Allerdings kann diese Aussage nicht verallgemeinert werden und ist für jeden neuen Speicherstandort individuell zu prüfen. Weiterhin ist darauf hinzuweisen, dass sich die Erkenntnisse auf die bisherigen Laufzeiten der Speichervorhaben beziehen.

Die wirtschaftlichen Risiken einer CO₂-Abscheidung in Kraftwerken, in Industrieprozessen sowie bei der Speicherung unterscheiden sich nicht. Der Einsatz dieser Techniken bzw. dieser Wertschöpfungskette (inklusive Transport) hängt maßgeblich von den vorherrschenden ökonomischen Randbedingungen (z. B. Ausgestaltung des Emissionshandels) ab. Im Hinblick auf den Kraftwerkseinsatz ist aus nationaler Sicht darauf hinzuweisen, dass der Bau neuer Kohlekraftwerke nicht beabsichtigt und eine CO₂-Abscheidung nur im Kontext einer Nachrüstung bestehender Kraftwerke zu sehen ist. Von einer kommerziellen Verfügbarkeit der CO₂-Abscheidung ist frühestens ab dem Jahr 2030 auszugehen. Nach Angaben des Verbandes VGB (Then 2016) werden im Jahr 2035 ca. zwei Drittel aller thermischen Kraftwerke in Deutschland ein Alter von mehr als 40 Jahren aufweisen. Das durchschnittliche Alter der in jüngerer Zeit stillgelegten Anlagen liegt in einem Bereich 45 bis 50 Jahren (Markewitz 2016). Eine Nachrüstung mit CCS-Technik dürfte aus ökonomischer Sicht sehr fraglich sein. Für den großtechnischen Einsatz von CCS-Technik ist der Aufbau einer investitionsintensiven Infrastruktur erforderlich, die erfahrungsgemäß mit hohen Anlaufverlusten verbunden ist. Vor dem Hintergrund der unsicheren Randbedingungen und dem damit korrelierenden Grad der Investitionssicherheit, ist auch die Risikobereitschaft möglicher Investoren eher pessimistisch zu sehen.

Für die Realisierung von CCS-Techniken bedarf es keiner kritischen Rohstoffe.

Tab. 2-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld CCS

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
CO ₂ -Abscheidung Kraftwerke						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
CO ₂ -Abscheidung. Industrie						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
CO ₂ -Speicher						
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

3 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

3.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Kraftwerke

Die nachfolgende Tab. 3-1 enthält die szenarioabhängige Stromproduktion von Technologien mit CCS auf *globaler* Ebene (siehe *Teilbericht 1* für die Szenarien). Auffällig ist die große Bandbreite der BAU-Entwicklung, die darauf hindeutet, dass für die BAU-Szenarien zum einen völlig unterschiedliche Storylines zugrunde liegen. Zum anderen ist auf die extreme Zubau-Dynamik des CCS-Einsatzes im Szenario „Modern Jazz“ (BAU, Maximalwert) des World Energy Council (2016) hinzuweisen, in dem für den Zeitraum von 2040 bis 2050 eine massive Zunahme der CCS-Verstromung (ca. +5.000 TWh) angenommen wird. Demgegenüber spielt die CCS Verstromung im ETP¹¹-Szenario 6DS der Internationalen Energieagentur IEA (2016b), das hier als BAU (Minimalwert) angenommen interpretiert wird, eine vernachlässigbare Rolle. Für die Szenarienbereich 2 °C sind in der Tabelle die Werte des ETP-Szenario 2DS (Maximalwert) sowie die Werte des WEC Szenarios „Unfinished Symphony“ (Minimalwert) aufgelistet. Vergleicht man die beiden WEC Szenarien „Modern Jazz“ (BAU) und „Unfinished symphony“ (2 °C) ist festzustellen, dass sich die Verstromungsmengen aus CCS-Kraftwerken für das Jahr 2050 kaum unterscheiden. Allerdings ist die über den Zeitraum zu beobachtende Zubaudynamik im Szenario „Unfinished symphony“ deutlich ausgeprägter. Ein Vergleich der beiden 2 °C-Szenarien (Min/Max) zeigt, dass im ETP-Szenario¹² deutlich früher und vor allem mit größerer Ausprägung eine Zunahme der Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken erfolgt. Für den Szenarienbereich <2 °C steht lediglich das Greenpeace Szenario (R)evolution (Greenpeace International et al. 2015) gemäß Kriterienraster zu Verfügung, in dem von der CCS Option keinerlei Gebrauch gemacht wird.

Es ist darauf hinzuweisen, dass insbesondere in den Szenarien der Internationalen Energieagentur (World Energy Outlook) (IEA 2016d) sowie ETP (IEA 2016b) der CCS-Technik ein sehr hoher Stellenwert eingeräumt wird, um die ambitionierten Klimagasreduktionsziele zu erreichen. Zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 2 °C wäre nach Schätzung der IEA eine CO₂-Emissionsreduktion von 60 % gegenüber dem heutigen gesamten Emissionsniveau notwendig. Das BAU-Szenario (World Energy Outlook) der IEA geht insgesamt von einem Anstieg der CO₂-Emissionen um 60 % bis zum Jahr 2050 aus. Legt man diese Projektion als Vergleichsmaßstab zugrunde, wäre eine kumulierte Emissionsreduktion (2013 – 2050) um 700 Mrd. t CO₂ notwendig, um das 2 °C-Ziel zu erreichen. Nach Schätzungen der IEA könnte durch den Einsatz von CCS-Technik (Kraftwerke und Industrie) eine Reduktion von 94 Mrd. t erreicht werden, was einem Anteil von ca. 13 % an der gesamten Emissions-einsparung entspricht. Das kumulierte Einsparpotenzial für CCS-Technik wird mit 52 Mrd. t CO₂ (Kraftwerke, 823 GW bzw. ca. 4.800 TWh in 2050) sowie 29 Mrd. t

¹¹ ETP Energy Technology Perspectives

¹² Die in der Tabelle aufgelisteten Werte beinhalten den Einsatz von CCS in Kohle- und Gaskraftwerken. Die Anteile von Gaskraftwerken an der gesamten CCS-Stromerzeugung betragen für die Jahre 2030, 2040 und 2050 jeweils ca. 30 %.

CO₂ (Industrie) angegeben. Nach Schiffer und Thielmann (2017) würde sich die jährliche Menge an abgeschiedenem CO₂ von heute weltweit ca. 30 Mio. t auf 6,1 Mrd. t im Jahr 2050 erhöhen.

Tab. 3-1 Analyse des globalen Marktpotenzials in TWh für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Stromerzeugung in CCS-Kraftwerken)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2020	0	0	0	21	0	0
2030	7	20	177	1.015	0	0
2040	20	210	1.787	3.438	0	0
2050	71	5.224	5.472	4.814	0	0
Anmerkung:	BAU (Min): BAU (Max): INT_2°C (Min): INT_2°C (Max): Int._besser_2°C:		ETP scenario 6DS WEC scenario „Modern Jazz“ WEC scenario „Unfinished Symphony“ ETP scenario 2DS GP (Revolution)			

Tab. 3-2 Analyse des globalen Marktpotenzials in GW für das Technologiefeld CCS (fossilbasierte Kraftwerkskapazität mit CCS)

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich INT_2°C		Szenarienbereich INT_besser_2°C	
Einheit	GW		GW		GW	
	Min ¹⁾	Max	Min	Max ²⁾	Min	Max
2020	0	k.A.	k.A.	2/1	0	0
2030	1	k.A.	k.A.	115/43	0	0
2040	3	k.A.	k.A.	362/151	0	0
2050	10	k.A.	k.A.	573/250	0	0
Anmerkung: BAU (Min): ETP scenario 6DS BAU (Max): WEC scenario „Modern Jazz“ INT_2°C (Min) WEC scenario „Unfinished Symphony“ INT_2°C (Max): ETP scenario 2DS Int._besser_2°C: GP Revolution						
k. A. keine Angabe, Kapazitätsangaben sind nicht verfügbar						
¹⁾ Ausschließlich CCS in Kohlekraftwerke						
²⁾ Wert1/Wert2: CCS Kohlekraftwerke/CCS Gaskraftwerke						

Nach Auswertung der für das Projekt relevanten *nationalen* Prognosen bzw. Szenarien ist festzustellen, dass CCS für den Einsatz in Kraftwerken in keinem der Szenarien als Option gewählt bzw. zugelassen wird. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass fossil gefeuerte Kraftwerke durch erneuerbare Stromerzeugung weitestgehend ersetzt werden. Sowohl hohe Kosten (Öko-Institut und FhG-ISI 2015) als auch vor allem Akzeptanzprobleme werden hierfür als häufigste Ursachen genannt. Darüber hinaus ist auf das derzeitige KSpG hinzuweisen, dass nur eine maximale jährliche Speicherung von 4 Mio. t CO₂ zulässt und somit eine Speicherung großer CO₂-Mengen nicht erlaubt (vgl. Technologiebeschreibung in Kapitel 1.10).

Industrie

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur betrug der Anteil der Industrie an den weltweiten CO₂-Emissionen im Jahr 2013 etwa 27 %, was einer CO₂-Menge von ca. 9 Mrd. t entspricht (IEA 2016b). Die größten Emittenten waren die Branchen Eisen und Stahl mit 2,82 Mrd. t CO₂, Zement mit 2,23 Mrd. t CO₂, Chemische Industrie incl. Raffinerien mit 1,22 Mrd. t CO₂, Papierindustrie mit 0,24 Mrd. t CO₂ und Aluminium mit 0,24 Mrd. t CO₂. Der Anteil dieser Branchen an den gesamten industriellen CO₂-Emissionen beträgt ca. 75 %. Die IEA geht in ihren Projektionen (ETP Szenarien) für alle vorgenannten Branchen von steigenden Produktionszahlen aus. Um das 2 °C-Ziel zu erreichen, müssen nach Schätzungen der IEA (ETP-Szenario 2DS) die Industrieemissionen um ca. 25 % gegenüber heute reduziert werden. D. h. mit Maßnahmen wie Energieeffizienzsteigerung, Energieträgerwechsel und CCS müssen die durch den Produktionsanstieg bedingten Mehremissionen kompensiert und darüber hinaus die Emissionen um 25 % reduziert werden. Dies bedeutet, dass im Jahr 2050 eine CO₂-Reduktion von gut 50 % gegenüber dem BAU Szenario (ETP 6DS) erreicht werden muss. Nach Schätzungen der IEA reichen Maßnahmen wie Effizienzsteigerung sowie Energieträgerwechsel nicht aus, um das angestrebte Ziel zu erreichen. Die Umsetzung dieser Maßnahmen führt nur zu einer Emissionsreduktion von ca. 38 %. Erst mit der Implementierung von CCS in Industrieprozessen ließe sich das Ziel erreichen. Für das Jahr 2050 gibt die IEA in dem ETP-Szenario 2DS eine abgeschiedene CO₂-Menge von ca. 1,7 Mrd. t an, was einem Anteil an der gesamten Emissionseinsparung von etwa 12 % entspricht.

Die CO₂-Emissionen der deutschen Industrie betrugen im Jahr 2015 ca. 181 Mio. t CO₂-äq, was einem Anteil an den nationalen Gesamtemissionen von etwa 20 % entspricht. Der Anteil der Branchen Mineralölverarbeitung, Zement- und Kalkherstellung sowie Eisen- und Stahl an der gesamten deutschen Bruttowertschöpfung (2013: 507 Mrd. €) liegt bei ca. 8,5 % (Statistisches Bundesamt 2015). Der Anteil der prozessbedingten Emissionen liegt bei 62 Mio. t CO₂-äq. Die Branchen Zement, Kalk, Raffinerien sowie Eisen und Stahl sind die Hauptemittenten – ihr Anteil an den Gesamtemissionen beträgt derzeit rund 45 %. Große Punktquellen, die evtl. für einen Einsatz von CO₂-Speichertechniken relevant sein könnten, finden sich vor allem in den Branchen Zementklinker, Eisen und Stahl sowie bei den Raffinerien. Zu beachten ist, dass die nachfolgend angegebenen anlagenspezifischen Durchschnittswerte im Einzelfall sehr viel höher sein können. So betrugen z. B. die CO₂-Emissionen der Raffinerie PCK Schwedt sowie der Ruhr Oel GmbH im Jahr 2014 ca. 4 bzw. 4,4 Mio. t.

Tab. 3-3 Nationale CO₂-Emissionen (Mio. t) ausgewählter Industriebranchen im Jahr 2014

Mio. t	CO _{2eq} - Emissionen	Anzahl der Anlagen	Ø Emission pro Anlage
Zementklinker	19,6	37	0,53
Kalkherstellung	9,4	66	0,14
Eisen und Stahl	30,9	37	0,84
Verarbeitung von Eisenmetallen	5,4	61	0,09
davon Kuppelgase (Weiterführung)	21,8	-	-
Raffinerien	25	24	1,04
Summe	90,3	225	-

Quelle: DEHSt (2016)

Abgesehen von zwei Szenarien wird der Einsatz von CCS in der Industrie nicht einmal thematisiert. So wird im Szenario des Umweltbundesamtes („Treibhausgasneutrales Deutschland“) (UBA 2014) der Einsatz von CCS in der Industrie bewusst vermieden, indem auf alternative Techniken gesetzt wird, um prozessbedingte CO₂-Emissionen zu vermeiden. In der zweiten vom BMUB beauftragten Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut und FhG-ISI 2015) wird in einem 95 %-Szenario der Einsatz von CCS in der Industrie unterstellt, da nach Einschätzung der Autoren das ambitionierte Reduktionsziel sonst nicht zu erreichen ist. Unterstellt wird der Einsatz von CCS in den Branchen Stahl und Eisen, Zement und Kalk. Für das Jahr 2050 wird eine abgeschiedene Menge von weniger als 50 Mio. t CO₂ angegeben. Die Autoren gehen davon aus, dass die CCS-Technik frühestens im Jahr 2030 kommerziell eingesetzt werden kann. Eine branchenspezifische Differenzierung wird nicht vorgenommen. Darüber hinaus wird auch ein CCS-Einsatz für Biomasseanwendungen angenommen. Die im Jahr 2050 abgeschiedene CO₂-Menge wird mit 8 Mio. t angegeben.

Fasst man die Aussagen und Einschätzungen der Studien zusammen, lässt sich folgern, dass in Deutschland kein Marktpotenzial für CCS hinsichtlich eines Kraftwerkeinsatzes gesehen wird. Der Einsatz von CCS in der Industrie findet bis auf eine Studie bisher keinerlei Berücksichtigung bzw. wird bewusst ausgeklammert. In keinem Szenario wird die Möglichkeit in Erwägung gezogen, das abgeschiedene CO₂ für andere Anwendungen (z. B. Power-to-Chemicals) zu nutzen.

Vor diesem Hintergrund lassen sich die Kriterien 4 (Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen), 5 (Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz) sowie 6 (Kosteneffizienz) nicht weiter vertiefen.

3.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Siehe Anmerkung am Ende von Kriterium 3.

3.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Siehe Anmerkung am Ende von Kriterium 3.

3.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Kraftwerke

Eine Auswertung vorliegender Studien (Kuckshinrichs und Vögele 2015) zeigt, dass die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten bei Installation von CCS gegenüber einer Referenzanlage in einer Bandbreite von 30 bis gut 70 €/t CO₂ liegen. Die Mehrkosten sind vor allem auf die erheblichen Wirkungsgradeinbußen sowie die signifikanten Mehrinvestitionen zurückzuführen. Nach Kuckshinrichs und Vögele (2015) liegen die Mehrinvestitionen je nach Abscheideverfahren um ca. 70 % über den ursprünglichen Kraftwerksinvestitionen ohne CCS. Die Autoren zeigen mit ihren detaillierten Kostenanalysen, dass die oben angegebene Bandbreite von Vermeidungskosten auch auf deutsche Verhältnisse übertragen werden kann. Die Kostenanalysen zeigen darüber hinaus, dass sich aus einer reinen Kostenperspektive kein Abscheideverfahren (Post-combustion, Pre-combustion, Oxyfuel) favorisieren lässt. Ob und in welchem Ausmaß die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken entlang des von der Bundesregierung gesetzten Minderungspfads bis zum Jahr 2050 Bestandteil einer kosteneffizienten, nationalen Minderungsstrategie sein kann, zeigen Martinsen et al. (2015) anhand von Rechnungen, die mit dem nationalen Energiesystemmodell IKARUS durchgeführt wurden. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass unter Kostengesichtspunkten die CO₂-Abscheidung eine bedeutende Rolle im Kontext einer kostenoptimalen Klimagasminderungsstrategie spielen könnte.

Industrie

Die Angabe von Kosten für den Einsatz von CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen hängt von vielen Parametern ab und lässt sich derzeit nur in großen Bandbreiten angeben. So werden von Fishedick et al. (2015) und Fleer und Kuckshinrichs (2012) für die Zementherstellung Vermeidungskosten in einer Bandbreite von 28 – 143 €/t CO₂-angegeben, wobei sich die Bandbreite durch die Anwendung unterschiedlicher Abscheideverfahren erklärt. Für die Anwendung in Raffinerien finden sich Werte, die in einer Bandbreite von 29 bis 60 €/t CO₂ liegen. Nach Fishedick et al. (2015) liegen die spezifischen Vermeidungskosten für die Eisen- und Stahlherstellung bei ca. 30€/t CO₂.

3.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Aus den vorherigen Ausführungen folgt, dass aus derzeitiger Sicht nur ein globales Marktpotenzial für den Einsatz von CCS-Technik erkennbar ist. Ein Vergleich der F&E-Aktivitäten (Kriterium 8) und der F&E-Portfolios (siehe *Technologiefeld 2.1: Zentrale Großkraftwerke*) verdeutlicht, dass derzeit die USA, Japan, Kanada sowie China die dominierenden Akteure sind. Besonders hervorzuheben ist der Bau von Demonstrationsanlagen (siehe Technologiebeschreibung in Kapitel 1.5) sowohl für den Einsatz in Kraftwerken als auch für Industrieanwendungen, mit denen wertvolle Erfahrungen für ein Up-scaling und somit für den kommerziellen Einsatz gewonnen werden. Es ist davon auszugehen, dass die großtechnische Erprobung die

heute F&E-aktiven Länder in die Lage versetzt, eine Vorreiterrolle einzunehmen und signifikante Marktanteile zu sichern.

Da die CCS-Technik für die zuvor diskutierten Anwendungen noch nicht verfügbar bzw. kommerziell einsetzbar ist, können keine Aussagen zur heutigen und zur zukünftigen Wertschöpfung angegeben bzw. getroffen werden.

3.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Die R&D-Statistik der Internationalen Energieagentur ermöglicht einen Vergleich von öffentlichen F&E-Budgets, die für CCS in den letzten vier Jahren ausgegeben wurden. Eine differenzierte Betrachtung, die zwischen der Abscheidung und der Speicherung unterscheidet, ist nur bedingt möglich, da nicht alle Budgets in dieser Differenzierung angegeben werden.

Tab. 3-4 Öffentliche F&E-Budgets für CCS im internationalen Vergleich in Mio. €

Mio. €	2012	2013	2014	2015	Anmerkung
Deutschland	17,64	16,97	10,8	7,3	CCS Gesamt
USA	170,189	159,297	178,911	169,576	CCS Gesamt
	63,62	59,548	81,985	79,376	Abscheidung
	106,57	99,75	96,93	90,20	Speicherung
Südkorea	22,64	28,89	20,34	21,54	CCS Gesamt
Japan	117,28	116,33	91,91	91,11	CCS Gesamt
	29,57	20,68	18,65	18,71	Abscheidung
	87,71	95,65	73,26	72,40	Speicherung
Australien	229,72	188,23	49,75	51,60	CCS Gesamt
	9,42	33,18	41,40	k.A.	Abscheidung
	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Speicherung
Kanada	256,004 ¹⁾	313,155	125,27	24,736	CCS Gesamt
	151,888	210,07	110,799	18,914	Abscheidung
	8,393	18,606	14,02	5,634	Speicherung

¹⁾ einschließlich „unallocated CCS“

Quelle: : IEA (2016c)

Der Transport von CO₂ ist in fast allen Ländern kein F&E-Thema. Vergleicht man die Gesamtbudgets der ausgewählten Länder, fällt das Budget Deutschlands am niedrigsten aus. Mit etwa 169 Mio. € weisen die USA für das Jahr 2015 von allen Ländern die höchsten Forschungsausgaben aus. Mit etwa 90 Mio. € besitzt die CO₂-Speicherung den größten Anteil, was im Kontext zur Nutzung von CO₂ zur Erdölförderung zu sehen ist. Signifikant sind auch die Forschungsausgaben Japans. Auffällig ist das ho-

he Budget Kanadas im Zeitraum 2012 bis 2014, das wahrscheinlich durch den Bau der momentan weltweit einzigen großtechnischen Demonstrationsanlage (Boundary Dam) zu begründen ist. Vergleicht man die Budgets aller Länder im zeitlichen Verlauf, ist mit Ausnahme der USA ein zum Teil massiver Rückgang der F&E-Budgets festzustellen.

Mit der Gründung der BMWi-Forschungsinitiative COORETEC¹³ (CO₂-Reduktions Technologien) wurden u. a. in Deutschland umfangreiche F&E zum Thema CO₂-Abscheidung hinsichtlich eines Kraftwerkseinsatzes gestartet. Das vom BMBF parallel gestartete Verbundnetzwerk GEOTECHNOLOGIEN befasste sich mit der untertägigen Speicherung von CO₂. Weiterhin ist zu betonen, dass auch Industrieunternehmen (z. B. Anlagenbauer, Energieversorger) eine Vielzahl bedeutender Forschungsprojekte angestoßen haben. Von besonderer Bedeutung waren Versuchs- oder Pilotanlagen wie die Oxyfuelanlage am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe, die seinerzeit mit 30 MW_{th} die weltweit größte Versuchsanlage dieser Techniklinie war und Ende 2014 außer Betrieb genommen wurde. Die Post-Combustion-Anlage am Braunkohlkraftwerksstandort Niederaußem ist derzeit die einzige größere in Betrieb befindliche CCS-Versuchsanlage¹⁴ in Deutschland, in der u. a. eine Vielzahl von aminbasierten Lösungsmitteln beforscht wird. Alle anderen größeren Versuchsanlagen (siehe hierzu Markewitz et al. 2012), wie z. B. Wilhelmshaven (Post-Combustion, Amine) sowie Staudinger (Post-Combustion, Aminosäuresalze) sind mittlerweile nicht mehr in Betrieb. Auch auf EU-Ebene ist ein starker Rückgang von F&E-Aktivitäten festzustellen. Von den seinerzeit geplanten Demonstrationsanlagen (Porto Tolle, Vattenfall, Belchatow, Don Valley UK, Rotterdam, Compostilla Spanien) (siehe Schenk und Hake 2012) wurde kein Projekt realisiert.

3.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Über die Akzeptanz zur CCS-Technik in Deutschland wurde in der Vergangenheit eine Vielzahl von Studien durchgeführt. Die Studie „Chancen für und Grenzen der Akzeptanz von CCS in Deutschland (CCS-Chancen)“ bietet hierzu die aktuellsten Ergebnisse (Dütschke et al. 2015).

Es gibt kaum Zustimmung bzw. Unterstützung für CCS in der deutschen Bevölkerung, wie die Befunde der Studie zeigen. Drei von vier CCS-Vorhaben in Deutschland stießen auf öffentlichen Protest, wobei jeweils kaum oder keine Vorteile der CCS-Technologie wahrgenommen wurden, dafür aber zahlreiche Nachteile bzw. Risiken. In der Ablehnung der CO₂-Speicherung ließen sich keine großen Unterschiede zwischen den beiden Speicheroptionen – offshore und onshore – feststellen. Die Wahrnehmung von CCS als Risikotechnologie scheint sich in der deutschen Bevölkerung zu verfestigen, im Kreis Nordfriesland hat sie sich bereits verfestigt. Der Schluss, dass CCS in der deutschen Bevölkerung „flächendeckend“ abgelehnt wird, ist allerdings nicht zulässig. So zeigt der Fall Ketzin, dass Akzeptanz zumindest für ein konkretes Vorhaben möglich war. Eine positivere Bewertung von CO₂-Speicherung oder CO₂-Transport über Pipelines erfolgt dann, wenn der Nutzen, insbesondere der ge-

¹³ www.cooretec.de

¹⁴ Gereinigt wird ein Teilrauchgasstrom von 1.550 m³/h des Braunkohlkraftwerks Niederaußem. Die Abscheideleistung beträgt ca. 7,2 t CO₂ pro Tag.

sellschaftliche Nutzen von CCS, positiv beurteilt wird. Gerade dies stellt jedoch für konkrete Projekte eine Herausforderung dar.

Eine positivere Bewertung von CCS zeigt sich auch, wenn das abgeschiedene CO₂ aus energieintensiven, industriellen Prozessen oder von Biomassekraftwerken stammt oder das abgeschiedene CO₂ für Enhanced Gas Recovery (EGR) verwendet wird. Die Unterschiede in der Akzeptanz zwischen verschiedenen Umsetzungsformen von CCS sind jedoch relativ gering.

Tab. 3-5 Bewertungsraaster für die Akzeptanz von CCS zum Status Quo in Deutschland (2015)

CCS	Ebene Markt		Ebene Gesellschaft		Lokale Ebene	
	Marktakzeptanz		Sozialpol. Akzeptanz		Lokale Akzeptanz	
	Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie: Wie viel investieren Marktteure?		Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurse; Image		Lokale Konflikte, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie	
	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)	Bewertung	Begründung/ Quelle (Studien)
	5	Kein ausreichender Rechtsrahmen, hohe Kosten, hohe Investitionen, niedrige CO ₂ -Preise und unsichere Preisentwicklung	5	Entspricht nicht den energiepolitischen Leitlinien, hohe Kosten, Widerstand gegen „Kohle“ allgemein	3	Mögliche Gesundheitsgefährdung bei CO ₂ Speicherung und –Transport

Bewertung mittels 5-stufiger Skala: Hohe Akzeptanz (1), eher hohe Akzeptanz (2), mittlere Akzeptanz (3), eher niedrige Akzeptanz (4), niedrige Akzeptanz (5)

Die Ergebnisse verdeutlichen zudem, dass die CCS-Technologie in Bezug zu ihrem Risikopotenzial sehr schnell mit dem der Atomkraft verglichen wird. Zwischen den beiden Technologien besteht eine Analogie bezogen auf die unterirdische Speicherung und der sich daraus ergebenden Langfristigkeit des Monitorings. Eine weitere Analogie besteht in der Wahrnehmung von Forschungslücken bezüglich der Folgen eines plötzlichen Austritts von CO₂ und der Zuverlässigkeit der technischen Beherrschbarkeit des gespeicherten CO₂. So kann davon ausgegangen werden, dass die möglichen Risiken (z. B. Grundwasserbeeinträchtigung, Leckagen) der CO₂-Speicherung Auswirkungen auf die Akzeptanz besitzen. In diesem Kontext ist auch das KSpG zu sehen, das den rechtlichen Rahmen für die gesamte CCS-Wertschöpfungskette festlegt. Die Genese des Gesetzes wurde durch einen politischen Prozess begleitet, der angesichts divergierender Interessen außerordentlich aufwändig war. Letztendlich manifestierte sich in diesem Prozess die fehlende gesellschaftliche Akzeptanz für CCS und beeinflusste die Ausgestaltung des Rechtsrahmens in prägnanter Weise. So ist das derzeitige KSpG ein rechtlicher Rahmen für Demonstrationsprojekte und erlaubt keine großskalige Speicherung von CO₂. Durch die Länderklausel ist es den Bundesländern zusätzlich möglich, sich generell gegen die Speicherung von CO₂ auf ihrem Gebiet zu entscheiden.

Generell stellt Pietzner (2015) fest, dass für die Bewertung von Akzeptanz für CCS der gesellschaftliche Nutzen eine zentrale Rolle spielt. So besitzt die Einschätzung des gesellschaftlichen Nutzens eine höhere Erklärungskraft als die Einschätzung des persönlichen Nutzens.

3.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Zu unterscheiden ist zwischen der eigentlichen CO₂-Abscheidung, dem CO₂-Transport sowie der CO₂-Speicherung.

Für den Bau bzw. den kommerziellen Betrieb von CO₂-Abscheideanlagen in Kraftwerken liegen derzeit keine Erfahrungen vor, da die Technik noch nicht einsatzfähig bzw. kommerziell verfügbar ist. Insbesondere bei der Post-Combustion-Technologielinie ist von Planungs- und Bauzeiten auszugehen, wie sie in der Kraftwerkstechnik bzw. im Anlagenbau üblich sind. Gleiches gilt für die ökonomische Lebensdauer von Kraftwerken mit CCS, die sich von Kraftwerken ohne CCS nicht unterscheiden dürften. Diese liegen für Kohlekraftwerke in einer Bandbreite von 40 bis 50 Jahren und für Gaskraftwerke von 35 bis 40 Jahren (siehe *Technologiefeld 1.2: Zentrale Großkraftwerke*). In Anlehnung an Erfahrungen mit dem Betrieb von Rauchgasentschwefelungsanlagen dürften die Komponentenlebensdauern einer CO₂-Abscheidung bei maximal etwa 20 Jahren liegen.

Tab. 3-6 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Kraftwerke mit CCS

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit ¹⁾	Monate	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24	≤ 24
Bauzeit ¹⁾	Monate	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48	≤ 48
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	40-45	40-45	40-45	40-45	40-45
Spezifische Investition ²⁾	€ ₂₀₁₅ /kW	2.800 ²⁾	< 2.800	<2.800	<2.800	<2.800
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9

¹⁾ Nur Kraftwerksbau, d. h. ohne Transport und ohne Speicherung

²⁾ Steinkohlekraftwerk neu mit CCS (Post combustion), ohne CO₂ Speicherung und –Transport, für die Zukunftsjahre werden erhebliche Kosteneinsparpotenziale gesehen

Anmerkung: Über die Planung und den Bau von geologischen CO₂-Speichern sowie CO₂ Pipelines liegen derzeit keine belastbaren Informationen vor.

Erfahrungsgemäß ist der Aufbau von neuen leitungsgebundenen Infrastrukturen mit langen Planungszeiten verbunden. Stellvertretend ist auf die Erfahrungen beim Bau von Fernwärmeleitungen oder Stromleitungen hinzuweisen. Für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur sind die geeigneten Speicherstandorte sowie die Standorte und Mengen von möglichen CO₂-Produzenten zu berücksichtigen. Dies bedeutet auch, dass die Planungs- und Bauzeiten für CO₂-Abscheidung, CO₂-Transport und CO₂-Speicher beim Aufbau der Infrastruktur in Einklang gebracht werden müssen. Hin-

sichtlich der technisch-ökonomischen Lebensdauer ist bei CO₂-Pipelines von mindestens 50 Jahren auszugehen.

Das KSpG ist derzeit der Rechtsrahmen für die Errichtung von CO₂-Speichern. Über die Dauer der Standortsuche sowie Eignungsuntersuchen sowie Planungs- und Bauzeiten von CO₂-Speichern liegen keinerlei Erfahrungen vor. Die ökonomische Nutzungsdauer korreliert mit dem Speicherpotenzial und hängt somit von der Speichergröße sowie eingespeisten CO₂-Mengen ab. Im Sinne des Kriterienrasters ist auf das Kriterium „Irreversibilität“ hinzuweisen. So ist nach derzeitigem Stand davon auszugehen, dass CO₂-Speicher nicht rückbaubar sind.

3.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für eine großtechnische Nutzung von CCS-Technik ist von großen abgeschiedenen CO₂-Mengen (mehrere Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr) auszugehen. Unabhängig davon, ob dieses CO₂ weiter genutzt wird oder letztendlich gespeichert wird, ist die Errichtung eines CO₂ Transportsystems notwendig, das den Transport zum Speicher oder zum Nutzungsort berücksichtigt. Es ist davon auszugehen, dass in aller Regel der Standort der Abscheidung nicht identisch mit dem Ort der Nutzung sein wird. Derzeit existiert in Deutschland kein CO₂-Pipelinesystem. Nach den Vorgaben aus dem KSpG ist von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe ein sogenanntes öffentlich zugängliches Speicherkataster zu erstellen, das die theoretisch möglichen Speicherstandorte bzw. Speicherpotenziale beinhalten soll und somit als eine erste Planungsgrundlage zu verstehen ist (siehe Technologiebeschreibung CCS in Kapitel 1.10).

Tab. 3-7 Abhängigkeit des Technologiefeldes CCS von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

3.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Wie aus den vorherigen Ausführungen hervorgeht, wird in fast allen im Rahmen des Projekts zu analysierenden nationalen Szenarien davon ausgegangen, dass die CCS-Technik für zentrale Kraftwerke sowie für Industrieanwendungen nicht zum Einsatz kommt, so dass sich die Frage nach der Systemkompatibilität erübrigt. Sollte der Einsatz von CCS (Kraftwerke oder Industrie) dennoch erfolgen, sind folgende Wechselwirkungen denkbar (siehe auch Wuppertal Institut 2010):

- Konkurrenz zur erneuerbaren Stromerzeugung (Lock-In-Effekte)
- Konkurrenz zu anderen Optionen einer zukünftigen Regelenergieversorgung (z. B. Speicher)
- Möglicherweise verminderte Kraftwerks-Flexibilität aufgrund nachgeschalteter CO₂-Abscheideprozesse (inkompatibel zu einem durch fluktuierende EE-Stromquellen geprägtes Energiesystem)
- CCS für Industrieanwendungen: Möglicherweise Auswirkungen auf das DSM-Potenzial (geringere/höhere Flexibilität) einiger Industrieprozesse; Konkurrenz zu alternativen Minderungspotenzialen (Effizienzmaßnahmen, alternative Prozessrouten, Elektrifizierung, Produktwechsel...)
- CO₂-Speicher: Konkurrenz mit anderen Speichernutzungsmöglichkeiten wie z. B. Wasserstoffspeicherung (Salzkavernen), Auswirkungen auf die Geothermienutzung
- CO₂-Speicher (Aquifere): Theoretisch mögliche Auswirkungen auf die Trinkwasserversorgung
- Aufbau eines Langzeit-Speichermonitorings erforderlich (sichere Verwahrung des CO₂ für mehrere 1.000 Jahre) inkl. Klärung von Haftungsrisiken und Kostenübernahme
- Erhöhte vorgelagerte Emissionen bei Extraktion, Aufbereitung und Transport der zusätzlich benötigten fossilen Energiemengen

4 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

4.1 CO₂-Abscheidung für den Kraftwerkseinsatz

Ein Neubau von Kohlekraftwerken ist in Deutschland derzeit nicht geplant und auch längerfristig nicht zu erwarten. Mit der kommerziellen Verfügbarkeit von CCS-Technik für den Kraftwerkseinsatz ist frühestens ab dem Jahr 2030 zu rechnen. Der deutsche konventionelle Kraftwerksbestand weist bereits heute schon ein hohes Durchschnittsalter auf. Ab 2035 wird zwei Drittel des heutigen konventionellen Kraftwerksbestands älter als 40 Jahre sein. Eine Nachrüstung erscheint zumindest aus wirtschaftlicher aber auch aus technischer Sicht fragwürdig. Vor diesem Hintergrund wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von CO₂-Technik in deutschen Kohlekraftwerken keine Option sein wird. Somit besteht aus *nationaler Sicht* kein F&E-Bedarf bzw. die Notwendigkeit öffentlicher Förderung für den Einsatz von CCS-Technik in Kohlekraftwerken. Inwieweit die CO₂-Abscheidung in Gaskraftwerken Relevanz besitzt, hängt zum einen vom zukünftigen Kapazitätszubau ab. Zum anderen ist zu sehen, dass die spezifischen CO₂-Minderungskosten aufgrund der niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen von Erdgas gegenüber Kohle deutlich höher sind, so dass unabhängig von den bestehenden Akzeptanzproblem auch die Wirtschaftlichkeit in Frage zu stellen ist und ein zukünftiger CCS-Einsatz in Kraftwerken eher unwahrscheinlich ist.

Das IPCC sowie andere Institutionen (z. B. IEA) halten den Einsatz von CO₂-Abscheidung in Kraftwerken aus globaler Perspektive für eine wichtige Reduktionsmöglichkeit, um ambitionierte Klimagas-minderungsziele (<2 °C Ziel) zu erreichen. Eine Voraussetzung hierfür ist die Weiterentwicklung von CCS-Technik bis zur kommerziellen Reife. Aufbauend auf den vielen kleinen Pilot- und Versuchsanlagen besteht nun die Notwendigkeit, den CCS-Einsatz in Kraftwerken in einem großen Maßstab zu demonstrieren. Weltweit existiert aktuell nur eine große Demonstrationsanlage (Boundary Dam, Kanada), in der die CO₂-Abscheidung (Post-Combustion, MEA-Wäsche) im großen Maßstab (139 MW) demonstriert wird. Zwei weitere Demonstrationsanlagen (Post-Combustion und Pre-Combustion), die in 2017 in den USA in Betrieb genommen werden sollen, befinden sich kurz vor der Fertigstellung. Weitere Demonstrationsanlagen sind in Asien geplant. Alle Großprojekte finden weitestgehend ohne Beteiligung des europäischen oder deutschen Großanlagenbaus statt. Vor diesem Hintergrund ist es eher wahrscheinlich, dass für den deutschen bzw. europäischen Anlagenbau allenfalls mögliche Marktpotenziale auf Komponentenebene erwartet werden können. Es zeichnet sich ab, dass von den drei Techniklinien derzeit die Post-Combustion Technik für den Einsatz in Kraftwerken favorisiert wird. Aus *globaler Sicht*¹⁵ sollte daher der F&E-Fokus zumindest auf Komponentenebene gelegt werden. Der Entwicklung von Waschflüssigkeiten bzw. neuen Lösungsmittel ist eine große Priorität einzuräumen, da hierdurch Effizienzverbesserungen, Kostenreduktionen sowie die Reduzierung von ökologischen Auswirkungen erwartet werden können.

15

Gemeint ist ein möglicher Technologieexport.

4.2 CO₂-Abscheidung für den Einsatz in der Industrie

Mit einem Anteil von 21 % an den deutschen Klimagasemissionen ist die Industrie nach dem Umwandlungssektor der zweitgrößte Emittent. Sollen die ambitionierten Klimagasreduktionsziele der deutschen Energiewende erreicht werden, müssen die Klimagasemissionen der Industrie deutlich reduziert werden. So sieht der Klimaplan der Bundesregierung vor, die industriebedingten Klimagasemissionen bis zum Jahr 2030 um ca. 23 % gegenüber heute (2014) zu reduzieren. Hierbei geht es insbesondere darum, die Emissionen der Branchen Stahl und Eisen, Raffinerien, Mineralstoffe sowie chemische Industrie zu reduzieren. Neben energieeinsparenden Maßnahmen und der Implementierung neuer CO₂-armer Industrieprozesse bietet sich auch der Einsatz von CCS-Technik an. Aufgrund der hohen Anlagenlebensdauern und den damit ausgeprägten Pfadabhängigkeiten sowie den hohen Ersatzinvestitionen sind der Möglichkeit eines Ersatzes großer Industrieanlagen (z. B. Stahl und Eisen) und damit dem Wechsel durch andere emissionsärmere oder –freie Techniken enge Grenzen gesetzt. Vor diesem Hintergrund könnte der Einsatz von CCS-Technik im Sinne einer Nachrüstung eine wichtige CO₂-Reduktionsmöglichkeit sein. Wie im Vorherigen ausgeführt, ist der Einsatz von verschiedenen CO₂-Abscheideverfahren in emissionsintensiven Industriebranchen möglich. Waren die F&E-Anstrengungen zu CCS der vergangenen Dekade im Wesentlichen auf den Kraftwerkseinsatz fokussiert, sollten zukünftig die CO₂-Abscheidung für den Einsatz in der Industrie in den Blick genommen werden.

Folgende F&E-Themen besitzen Relevanz:

- Akzeptanzuntersuchungen zum Einsatz von CO₂-Abscheidung für Industrieanwendungen
- Vergleichende systematische und konzeptionelle Aufarbeitung möglicher CO₂-Abscheideverfahren für die wichtigsten Industrieprozesse. Dies umfasst eine belastbare und vergleichende Analyse hinsichtlich Energieeffizienz, Kosten sowie ökologischer Auswirkungen.
- Analyse von konkurrierenden technischen Optionen, die einen CCS Einsatz erübrigen
- Bau von Versuchs- und Pilotanlagen für den Nachweis der prinzipiellen Machbarkeit
- Analyse der Abgasströme hinsichtlich der für Transport und Speicherung erforderlichen CO₂-Reinheiten, Möglichkeiten der Gasaufbereitung und Konditionierung
- Motiviert durch Power-to-Chem Konzepte wird auch die Nutzung von abgeschiedenen CO₂ aus industriellen Prozessen für möglich gehalten. Ob und in welcher mengenmäßigen Ausprägung und für wie lange (Produktspeicherdauer) sich hierdurch eine Speicherung vermeiden lässt, ist derzeit ungeklärt. In diesem Kontext gilt es ebenfalls, mögliche Versorgungs- und Transportkonzepte zu untersuchen, die auch technische CO₂-Speichermöglichkeiten im Sinne von Zwischenspeichern am Industriestandort in den Blick nimmt.
- Aufarbeitung der für den CCS-Kraftwerkseinsatz in der letzten Dekade im Rahmen von F&E Projekten gewonnenen Erfahrungen in Bezug auf Industrieanwendungen
- Analyse von CCS-Verfahren und Potenziale für die Biomassenutzung

4.3 CO₂-Speicher

Eine CO₂-Speicherung in Deutschland ist aufgrund der durch das KSpG gesetzten Rahmenbedingungen derzeit nur im Demonstrationsmaßstab möglich. So dürfen aktuell insgesamt nur maximal 4 Mio. t CO₂ pro Jahr eingelagert werden. Für einzelne Projekte beträgt die maximal erlaubte Menge 1,5 Mio. t CO₂. Hierdurch sollen bis Ende 2017 Grundlagen geschaffen werden, um den „Stand der Technik“ der CO₂-Speicherung entsprechend rechtlich fassen zu können. Ob ein geändertes KSpG-Gesetz zukünftig eine Speicherung von größeren CO₂-Mengen zulässt, ist derzeit ungewiss. Die derzeitige Ausprägung des KSpG (z. B. Länderklausel) ist im Wesentlichen auf die seinerzeit geführte Akzeptanzdebatte zurückzuführen, die im Lichte eines CCS-Kraftwerkseinsatzes geführt wurde. Ob und inwieweit eine CCS-Anwendung für Industrieprozesse auch die Akzeptanz hinsichtlich Speicherung und Transport beeinflusst bzw. verändert, ist derzeit ungewiss. Geht man davon aus, dass ein Großteil der aus Industrieprozessen abgeschiedenen CO₂-Emissionen nicht genutzt werden kann, ist eine CO₂-Speicherung notwendig. Derzeit werden im Rahmen des Forschungsprojekts AUGER die in der letzten Dekade durchgeführten F&E-Projekte analysiert, die im Rahmen der Forschungsinitiative GEOTECHNOLOGIEN durchgeführt wurden. Die Vielzahl der Projekte umfasste u. a. die Speicherkundung, die Risikobewertung von Speichern, den Speicherbetrieb, die Standorterkundung (z. B. Erkundungsmethoden, seismische Messungen) sowie -überwachung (Messungen, Modelle). Aufbauend auf den mit dem AUGER-Projekt gewonnenen Ergebnissen¹⁶ soll für Deutschland der zukünftige Forschungsbedarf hinsichtlich Speicherung aufgezeigt werden. Auf detaillierte Forschungsempfehlungen zum Thema Speicher wird daher an dieser Stelle verzichtet. Unabhängig von den Ergebnissen des AUGER-Projekts ist eine Akzeptanzforschung hinsichtlich CO₂-Speicherung, CO₂-Reuse und CO₂-Transport vor dem Hintergrund einer ausschließlichen CO₂-Abscheidung in der Industrie notwendig.

¹⁶

Mit dem Abschlussbericht des BMBF-Forschungsprojekts AUGER (Förderkennzeichen: 03G0830A) ist Mitte des Jahres 2017 zu rechnen.

Literaturverzeichnis

- Barker, D. (2010): Global Technology Roadmap for CCS in Industry - cement sector. Paper presented at the Conference Global Technology Roadmap for CCS in Industry, Abu Dhabi, 30.6.-1.7.2010.
- Barnes, I. (2013): Recent operating experience and improvement of commercial IGCC, Report CCC/222: IEA Clean Coal Center (CCC).
- Brevik, P. (2017): Projects for CO₂ capture in Norwegian cement industry. 4th International Workshop of the power plant technology network NRW: CO₂: CCU/CCR and P2X, 14.-15.5.2017 Düsseldorf.
- COORETEC (2003): Forschungs- und Entwicklungskonzepte für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke - Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMWi-Dokumentation. Berlin.
- Danko, P. (2015): World's First Full-Scale 'Clean' Coal Plant Opens in Canada. <http://saskpowerccs.com/newsandmedia/latest-news/worlds-first-full-scale-clean-coal-plant-opens-in-canada/>.
- DBFZ (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung von Biomasse - Endbericht zur EEG Periode 2009 bis 2011.
- De Coninck, H.; Mikunda, T. (2010): Global Technology Roadmap for CCS in Industry - Background paper: ECN/United Nations Industrial Development Organization.
- DEHSt (2016): Treibhausgasemissionen 2015 - Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2015).
- Dietrich, L. (2015): Rechtliche Aspekte. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung und Nutzung (Vol. 13). Springer Vieweg Verlag.
- Easac (2013): European Academies Science Advisory Council (easac): Carbon Capture and Storage in Europe.
- Epple, B.; Ströhle, J. (2011): Chemical Looping in Power Plants. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Fahlenkamp, H.; Dittmar, M. (2011): CO₂ Removal in Coal Power Plants via Post-combustion with Absorbents. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH. 201-238.
- Feron, P.; Puxty, G. (2011): Physics and Chemistry for Absorption for CO₂ Capture of Coal Power Plants. In D. Stolten & V. Scheerer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH. 113-149.
- Fishedick, M.; Görner, K.; Thomeczek, M. (2015): CO₂ : Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Springer Verlag.

- Fleer, J. (2011): Technische und ökonomische Analyse von CCS für CO₂-intensive Industrieprozesse: Diplomarbeit Ruhr-Universität Bochum (LEE), STE Student Research Report 09/2011, Forschungszentrum Jülich (IEK-STE).
- Fleer, J.; Kuckshinrichs, W. (2012): Kostenanalyse von CCS für ausgewählte CO₂-intensive Industrieprozesse. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive. Vol. Advances in Systems Analysis 2, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt 144 (2012) 177-186. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Gerling, P.; Knopf, S. (2015): CO₂-Speicherung. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 8.5) 415-469. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Gielen, D. (2003): CO₂ removal in the iron and steel industry. Energy Conversion and Management 44 (2003) 1027-1037.
- Global CCS Institute (2012): Global CCS Institute: CO₂ Capture Technologies - Pre Combustion Capture.
- Global CCS Institute (2016): The global status of CCS - 2016: Summary report.
- Global CCS Institute (2017a): Large scale CCS projects - projects database.
- Global CCS Institute (2017b): Pilot and demonstration plants - database.
- Göttlicher, G. (1999): Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschrittberichte VDI Reihe 6 Energietechnik Nr. 421. Düsseldorf.
- Greenpeace International, Global Wind Energy Council, SolarPowerEurope (2015): Energy(R)evolution - A sustainable World Energy Outlook 2015 - Report 5th Edition.
- Herrmann, H.; Matthes, F.; Athmann, U. (2012): Potenziale und Chancen der Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessmissionen - Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF.
- Hoenig, V.; Hoppe, H.; Fleiger, K. (2015): Zementindustrie. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 8). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Hohlfeld, A.; Katthöfer, V.; Kühleis, C.; Olaniyon, A.; Thorne, C.; Weiß, J. (2011): Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen im Jahr 2010 in Deutschland: Deutsche Emissionshandelsstelle.
- IEA (2008): CO₂ Capture in the Cement Industry: IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEA (2009): Cement technology roadmap 2009. Internationale Energieagentur (IEA).
- IEA (2015): World Energy Outlook 2015. Internationale Energieagentur (IEA).
- IEA (2016a): 20 years of carbon capture and storage - accelerating future development. Paris: IEA/OECD.

- IEA (2016b): Energy Technology perspectives - Towards sustainable urban systems. Paris: IEA/OECD.
- IEA (2016c): RD&D Budget.
- IEA (2016d): World Energy Outlook 2016. Paris.
- IEA (Ed.) (2010): Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050. Paris: IEA/OECD.
- IPCC (2014): Climate Change 2014 - Mitigation of Climate Change, Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. In O. e. a. Edenhofer (Ed.).
- Kather, A.; Klostermann, M. (2011): CO₂ Capture via the Oxyfuel Process with Cryogenic Air. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Kuckshinrichs, W.; Vögele, S. (2015): Economic Analysis of Carbon Capture in the Energy Sector. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): Carbon capture and use - Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives 7 (2015) 147-172. Heidelberg: Springer.
- Lenz, V.; Naumann, K.; Bloche-Daub, K.; Rönsch, C.; Kaltschmitt, M.; Janczik, S. (2016): Erneuerbare Energien. Brennstoff Wärme Kraft 68 (5) 60-80.
- Markewitz, P. (2016): Lebensdaueranalyse fossil gefeuerter Kraftwerke. Zeitschrift für Energiewirtschaft 40 (3) 171-177.
- Markewitz, P.; Bongartz, R. (2012): Technologien zur CO₂ Abscheidung. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung. 51-69. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W.; Leitner, W.; Müller, T. E.; Linssen, J.; Zapp, P. (2012): Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂. Energy Environmental Science 5 (2012) 7281-7305.
- Martinsen, D.; Heinrichs, H.; Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W. (2015): The system value of CCS technologies in the context of CO₂ mitigation scenarios for Germany. In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): Carbon, Capture, Storage and Use - Technical, Economic, Environmental and Societal Perspectives 10 (2015) 201-220. Heidelberg: Springer Verlag.
- Metz, B.; Davidson, O.; de Coninck, H.; Loos, M.; Meyer, L. (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. United Kingdom & New York, USA: Cambridge University Press.
- Moser, P.; Schmidt, S.; Wallus, S.; Ginsberg, T.; Sieder, G.; Clausen, I.; Mihailowitsch, D. (2013): Enhancement and Long-Term Testing of Optimised Post-Combustion Capture Technology – Results of the Second Phase of the Testing Programme at the Niederaussem Pilot Plant. Energy Procedia 37 (2013) 2377-2388.

- Noothout, P.; Wiersma, F.; Hurtado, O.; Macdonald, D.; Kemper, J.; van Alphen, K. (2014): CO₂ Pipeline Infrastructure – Lessons Learnt. *Energy Procedia* 63 (2014) 2481-2492.
- Öko-Institut, FhG-ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050 - 2. Runde Studie im Auftrag des BMU, 18.12.2015.
- Pfeifer, H. (2015): Eisen- und Stahlindustrie. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 8). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Pietzner, K. (2015): Gesellschaftliche Akzeptanz. In M. Fishedick, K. Görner & M. Thomeczek (Eds.): CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung (Vol. 14). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg Verlag.
- Reijerkerk, S.; Nijmeijer, K.; Potreck, J.; Simons, K.; Wessling, M. (2011): Polymer Membranes for CO₂ Separation. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.): *Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants*. 351-379. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Schenk, O.; Hake, J.-F. (2012): CCS-Politik in der EU: Geht die Rechnung auf oder wurde die Rechnung ohne den Wirt gemacht? In W. Kuckshinrichs & J.-F. Hake (Eds.): CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive (Vol. DII). Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Schiebahn, S. (2013): Effizienzoptimierte CO₂-Abtrennung in IGCC-Kraftwerken mittels Wassergas-Shift-Membranreaktoren. Dissertation, RWTH-Aachen.
- Schiffer, H.-W.; Thielmann, T. (2017): 20 Jahre CCS - Erfolge einer Technologie im Wartestand. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 67 (1/2) 40-46.
- Statistisches Bundesamt (2015): Produzierendes Gewerbe - Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4 Serie 4.3. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Stemmermann, P.; Schweike, U.; Garbev, K.; Beuchle, G.; Möller, H. (2010): Celitement - a sustainable prospect for the cement industry. *Cement International* 8 (5) 52.
- Stolten, D.; Scherer, V. (Eds.). (2011): *Efficient carbon capture for coal power plants*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Then, O. (2016): Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland, Europa und der Welt - Vortrag im Rahmen des NRW Netzwerks Kraftwerkstechnik (AG1) Wissenschaftspark Gelsenkirchen, 22.11.2016.
- Thomsen, K. (2011): Chemical Absorption Materials for CO₂ Capture. In D. Stolten & V. Scheerer (Eds.): *Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag.
- Trudeau, N. (2011): Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage in Industrial Applications. Paper presented at the Challenges and Opportunities of CO₂ Capture&Storage in the Iron and Steel Industry, Düsseldorf.

- UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA).
- UNIDO (2010): Carbon Capture and Storage in Industrial Applications: Technology Synthesis Report. Working Paper - November 2010.
- Urban, W.; Lohmann, H.; Girod, K. (2012): BMBF Verbundprojekt "Biogaseinspeisung". In Bundesministerium für Bildung und Forschung (Ed.): Fraunhofer-Institut UMSICHT, BASE Technologies GmbH.
- Walspurger, S.; van Dijk, E.; van den Brink, R. (2011): CO₂ Removal in Coal Power Plants via Pre-Combustion with Physical Absorption. In D. a. S. Stolten, Viktor (Ed.): Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants. 241-268.
- Wietschel, M.; Arens, M.; Dötsch, C.; Herkel, S.; Krewitt, W.; Markewitz, P.; Scheufen, M. (2010): Energietechnologien 2050 -Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. Stuttgart: Fraunhofer Verlag; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung -ISI-, Karlsruhe.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2016): Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2016.
- World Energy Council (2016): World energy scenarios 2016.
- Wuppertal Institut (2010): RECCS plus: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CSS); Update und Erweiterung der RECCS-Studie 0329967/07000285; Abschlussbericht an das BMU. Wuppertal.
- Ziesing, H.-J. (2016): Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2015: Ein weiterer Dämpfer für die Zielerreichung 2020. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (5) 60-69.